

**РАСЧЕТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ДОБЫЧИ
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ
В ОБЪЕМНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЯХ НИЖЕ ПОРОГА ФИЛЬТРАЦИИ
ИЗ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ И
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Н.А. Скибицкая, Н.А. Гафаров
ИПНГ РАН, e-mail: skibitchka@mail.ru

Результаты оценки запасов жидких углеводородов (ЖУВ) пластовой нефти в породах аллохтона Вуктыльского НГКМ показали, что в газонасыщенных породах коллекторах содержится 117,7 млн тонн ЖУВ пластовой нефти, из них 98,8 млн тонн – в высокочемких коллекторах, а 18,9 млн тонн – в низкочемких. С учетом выпавшего в жидкую фазу ретроградного конденсата в недрах Вуктыльского НГКМ в настоящее время находится более 200 млн тонн жидкой углеводородной фазы.

В поровых коллекторах ($K_p \geq 6\%$) в газовой части ОНГКМ геологические запасы жидких нефтяных углеводородов, подсчитанные в 2012 г. по разработанной методике, составляют 1,267 млрд тонн и геологические запасы масел – 139,316 млн тонн, то есть суммарные геологические запасы масел и жидких нефтяных углеводородов пластовой нефти составляют 1,406 млрд тонн. Кроме того, в коллекторах трещинно-поровых ($K_p = 3-6\%$) запасы ЖУВ пластовой нефти составляют 1,154 млрд тонн.

По классификации запасов нефти и ресурсов горючих газов, утвержденной приказом Минприроды России от 01.11.2013 № 477, по степени разведанности эти запасы (вместе с запасами ретроградного конденсата НГК месторождений) могут быть отнесены к геологическим запасам, близким к категории А, а для ЖУВ трещинно-поровых коллекторов – к категории В₂. Однако, по степени заполнения поровых объемов они, в основном, находятся ниже порога фильтрации и при традиционных технологиях разработки могут быть отнесены даже не к трудноизвлекаемым, а к неизвлекаемым.

Разработка научной и технологической базы для оценки ресурсов и эффективного проведения этапов опытной и опытно-промышленной добычи жидких пластовых углеводородов из продуктивных отложений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений представляет одну из важных отраслевых проблем. Разработка и внедрение технологий, направленных на извлечение ЖУВ из газонасыщенных отложений таких нефтегазоконденсатных месторождений, как Вуктыльское и Оренбургское, имеет важное научно-практическое значение, поскольку с истощением запасов основного

углеводородного сырья – газа и конденсата – стоит острая проблема обеспечения жидкими углеводородами сырьевой базы как Сосногорского, так и Оренбургского ГПЗ и связанных с ними нефтеперерабатывающих предприятий.

Особенности местонахождения и фильтрации пластовых флюидов в емкостных объемах газонасыщенных продуктивных отложений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений

Наличие в газовой части истощенных нефтегазоконденсатных отложений Вуктыльского, Оренбургского и других НГКМ значительного количества пластовой нефти и ретроградного конденсата, не достигшего порога подвижности жидкой углеводородной фазы, делает актуальной задачу поиска новых возможностей добычи таких ЖУВ.

Принято считать, что добыча пластовых жидких углеводородов из газонасыщенных продуктивных отложений технологически невозможна. При этом идет сравнение с КИН из продуктивных нефтенасыщенных отложений нефтяных месторождений, отличающихся 100%-м заполнением нефтью эффективных поровых объемов. Рассмотрим особенности местонахождения и фильтрации пластовых флюидов в емкостных объемах газонасыщенных продуктивных отложений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений (рис. 1, а, б, см. Приложение). Если в нефтенасыщенном коллекторе центральная часть поровых объемов заполнена нефтью, то в газонасыщенном коллекторе центральная часть поровых объемов заполнена свободным пластовым газом. При более высокой газонасыщенности заполняется газом и динамическая (непрерывно связанная, фильтрующая) часть эффективных емкостных объемов, в том числе центральная часть соединяющих поры каналов. При этом находящиеся в газонасыщенном пласте жидкие углеводороды занимают периферийную часть динамических (фильтрующих) поровых объемов.

При высоком содержании ЖУВ и полном заполнении ими динамических объемов, в том числе каналов, соединяющих поры, газ в центральной части поровых объемов может оказаться структурно-защемленным, изолированным. При значении газонасыщенности, превышающей величину структурно-защемленной, газом также заполнена и центральная часть каналов. На начальных этапах разработки газонасыщенных объектов при высоких пластовых давлениях энергии фильтрующегося свободного газа в крупнопоровом коллекторе достаточно для разрыва сплошности жидкой углеводородной

фазы в каналах фильтрации. Это, по-видимому, и обеспечивает однофазную фильтрацию газа в пласте в начальный период разработки. Чем больше размер пор и больше отношение диаметра пор к диаметру поровых каналов ($d_{\text{пор}}/d_{\text{кан}} \gg 1$), тем больше в эффективном емкостном объеме пород доля структурно заземленного газа и выше энергия струи фильтрующегося газа в каналах фильтрации. Чем меньше отношение диаметра пор к диаметру каналов ($d_{\text{пор}}/d_{\text{кан}} \rightarrow 1$), тем меньше энергия струи фильтрующегося газа в каналах фильтрации и меньше вероятность разрыва сплошности в них жидкой углеводородной фазы (рис. 1, б). При этом все больше обеспечивается возможность двухфазной (газ–нефть), или даже трехфазной фильтрации (газ–вода–нефть) в продуктивном пласте при, соответственно, гидрофильном или гидрофобном коллекторе уже на начальных стадиях разработки.

При закачке в газонасыщенный пласт жидких углеводородных растворителей их фильтрация проходит только в непрерывно связанных динамических эффективных объемах в режиме неограниченного смешения с находящимися в них жидкими углеводородами (ретроградным конденсатом и пластовой нефтью).

Необходимо отметить, что структурно-заземленные поровые объемы (4) при прокачке углеводородного растворителя через водонефтегазонасыщенные породы остаются заполненными пластовым газом. И если минимальный коэффициент извлечения нефти (КИН) в нефтенасыщенном пласте определяется величиной структурно-заземленной нефтенасыщенности, то в нефтегазонасыщенном пласте в газовой части НГКМ заполненные газом структурно-заземленные емкостные объемы в формировании КИН не участвуют.

Расчетное моделирование технологий добычи трудноизвлекаемых пластовых ЖУВ (ретроградного конденсата и пластовой нефти) в объемных концентрациях ниже порога фильтрации линейной циклической прокачкой в равных объемах (в условиях пласта) оторочек легко испаряемого растворителя и сухого газа с завершающей прокачкой сухого газа

Основная задача циклической прокачки оторочек растворителя и «сухого» газа – максимально полное замещение пластовых ЖУВ (ретроградного конденсата и пластовой нефти) легко испаряемым в условиях пласта растворителем с целью его последующего максимально полного доизвлечения при заключительных непрерывных суточных прокачках «сухого» газа (например, «тюменского» для Вуктыльского ГКМ; газа

низкотемпературной сепарации для Оренбургского НГКМ). При низкой концентрации в пласте битуминозных компонентов и низкой концентрации в них асфальтенов и тяжелых смол легко испаряемым жидким растворителем могут быть газойлевые фракции конденсата ($T_{кип.} = n_k \div 70-80 \text{ } ^\circ\text{C}$). При высокой битуминозности пласта и высокой концентрации в битумоидах асфальтенов и тяжелых смол более эффективным для извлечения из пласта не только жидких пластовых углеводородов, маслянистых и осмоленных компонентов (легких смол), но и смоло-асфальтеновых компонентов, содержащих в высоких концентрациях высокоценные редкие, редкоземельные и благородные металлы, потребуется также легко испаряемый ароматический растворитель, например, извлеченный из бензол-толуольной фракции (БТК) добываемых ЖУВ или из продуктов пиролиза тяжелых фракций ($T_{кип.} \geq 450 \text{ } ^\circ\text{C}$) добываемого сырья.

Расчетная закономерность изменения относительных концентраций в формирующейся смеси закачиваемого растворителя и ЖУВ (пластовой нефти и ретроградного конденсата), коэффициента извлечения жидких углеводородов (КИН) в поровых объемах объекта и на выходе из объекта при последовательном циклическом линейном продвижении объема (оторочки) растворителя каждого нового цикла закачки от нагнетательной к добывающей скважине представлена в табл. 1 и на рисунке-схеме 2 (см. Приложение).

Приведенные расчеты строятся на следующих предположениях:

- Весь закачиваемый объем растворителя при прокачке через каждый следующий объект неограниченно смешивается (сорастворяется) с находящимся в объекте объемом жидких углеводородов и сохраняет свою суммарную величину, несмотря на изменение в нем концентрационного соотношения ЖУВ и растворителя;
- Степень заполнения объемов пор нефтью и ретроградным конденсатом до начала добычи не обеспечивает фильтрации ЖУВ в продуктивном нефтегазонасыщенном пласте и находится на критической отметке порога подвижности (фильтрации);
- Увеличение объема ЖУВ (суммарного объема раствора нефти, ретроградного конденсата и прокачиваемого растворителя) обеспечивает фильтрацию 1/2 части объема смешанного углеводородного раствора в фильтрующих (динамических) поровых объемах.
- Объем оторочек растворителя и сухого газа при попеременной закачке принят равным 20% от объема пластовых ЖУВ.

Представленные ниже (см. табл. 1 и рисунок–схему 2) значения параметров для каждого номера циклов закачки дают результирующую характеристику продукции на выходе из пласта в добывающую скважину, то есть полученную в результате линейного прохождения закачанного объема растворителя по пласту через весь опытный расчетный объект.

Для того, чтобы в добывающую скважину пришла продукция с концентрацией 50:50 растворителя и пластовых ЖУВ (нефть + ретроградный конденсат) из первой ячейки от 5-го цикла закачки в нагнетательную скважину (см. рисунок–схему 2), необходимо в нагнетательную скважину провести еще закачку газа 5-го цикла и закачку растворителя и газа 6 и 7-го циклов. Для того, чтобы окончательно вытеснить в добывающую скважину смесь ЖУВ и растворителя от 8 и 9-го циклов закачки, потребуется завершающая 9-й цикл закачка сухого газа в нагнетательную скважину и далее циклическая закачка сухого газа (без закачки растворителя) 10, 11, 12 и 13-го циклов. Только после поршневого вывода из последней (пятой в данном примере) ячейки пласта в добывающую скважину окончательных порций подвижной части смеси ЖУВ и растворителя проводится вынос в газоконденсатной (паровой) фазе оставшейся в пласте части растворителя (52,76%), легко испаряемого в условиях пласта в прокачиваемый «сухой» газ. Рассчитанная динамика параметров технологического процесса извлечения пластовых ЖУВ и закачанного растворителя в результате последовательного прохождения через пласт (модель) растворителя и газа каждого из 10-ти циклов закачки на этапе выхода образующейся смеси (растворителя и ЖУВ) из пласта в скважину представлена в табл. 2.

На рис. 3, 4 (см. Приложение) приведены результирующие закономерности представленного выше расчетного процесса добычи ЖУВ (нефти и ретроградного конденсата) из газонасыщенных продуктивных отложений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений десятиразовой циклической прокачкой через опытный объект растворителя и «сухого» газа и заключительной циклической (тоже 20%-ной) прокачкой без растворителя сухого газа (11, 12, 13, 14-го циклов) с целью поршневого выведения из объекта смеси пластовых ЖУВ и растворителя от 9 и 10-го циклов закачки.

Таблица 1

Рассчитанная динамика параметров технологического процесса извлечения пластовых ЖУВ и закачанного растворителя в результате последовательного линейного прохождения через ячейки (объемы) пласта (модели) растворителя и сухого газа каждого из циклов закачки на этапе выхода образующейся смеси (растворителя и ЖУВ) из пласта в скважину

Закачивается в 1-ую ячейку растворителя = 100ед. (20% от $\sum 500$ ед. ЖУВ)

Находится в 1-ой ячейке пластовых ЖУВ (нефть + ретроградный конденсат) = 100 ед.

<i>1-ый цикл закачки растворителя и «сухого» газа в первую ячейку</i>						
<i>Последовательное (продвижение через ячейки 100 ед. смеси пластовых ЖУВ (нефть + ретроградный конденсат) и растворителя от 1-го цикла закачки)</i>						
	1-ая ячейка	2-ая ячейка	3-я ячейка	4-ая ячейка	5-ая ячейка	Выходящая из 5-ой ячейки в добывающую скважину смесь от 1-го цикла закачки
Было пластовых ЖУВ, ед.	100	100	100	100	100	
Было растворителя	0	0	0	0	0	
Пришло пластовых ЖУВ	0	50	75	87,5	93,75	
Пришло растворителя	100	50	25	12,5	6,25	
Новая доля пластовых ЖУВ в смеси ЖУВ и растворителя, ед.	0,5	0,75	0,875	0,9375	0,96875	Выход пластовых ЖУВ (%) = 96,8750
Новая доля растворителя в смеси ЖУВ и растворителя, ед.	0,5	0,25	0,125	0,0625	0,03125	Выход растворителя (%)=3,1250
Стало пластовых ЖУВ (нефть + ретрогр. конденсат)	50	75	87,5	93,75	96,875	КИ ЖУВ из пласта (КИН) = 19,376%
Стало растворителя	50	25	12,5	6,25	3,125	КИ растворит. (КИР) = 0,375%
<i>2-ой цикл закачки растворителя и «сухого» газа в первую ячейку</i>						
<i>Последовательное (продвижение через ячейки 100 ед. смеси пластовых ЖУВ (нефть + ретроградный конденсат) и растворителя от 2-го цикла закачки)</i>						
	1-ая ячейка	2-ая ячейка	3-я ячейка	4-ая ячейка	5-ая ячейка	Выходящая из 5-ой ячейки в добывающую скважину смесь от 2-го цикла закачки
Было пластовых ЖУВ, ед.	50,0	75,0	87,5	93,75	96,875	
Было растворителя	50,0	25,0	12,50	6,25	3,125	
Пришло пластовых ЖУВ	0	25	50	68,75	81,25	
Пришло растворителя	100	75	50	31,25	18,75	

Новая доля пластовых ЖУВ в смеси ЖУВ и растворителя, ед.	0,25	0,5	0,6875	0,8125	0,89063	Выход пластовых ЖУВ (%) = 89,063
Новая доля растворителя в смеси ЖУВ и растворителя, ед.	0,75	0,5	0,3125	0,1875	0,10938	
Стало пластовых ЖУВ (нефть + ретрогр. конденсат)	25	50	68,75	81,25	89,0625	КИ ЖУВ из пласта (КИН)= 37,188%
Стало растворителя	75	50	31,25	18,75	10,9375	КИ растворителя (КИР) = 3,515%
<i>3-ий цикл закачки растворителя и «сухого» газа в первую ячейку</i>						
<i>Последовательное продвижение через ячейки 100 ед. смеси пластовых ЖУВ (нефть + ретроградный конденсат) и растворителя от 3-го цикла закачки)</i>						
	1-ая ячейка	2-ая ячейка	3-я ячейка	4-ая ячейка	5-ая ячейка	(выходящая из 5-ой ячейки в добывающую скважину смесь от 3-го цикла закачки)
Было пластовых ЖУВ, ед.	25	50	68,75	81,25	89,0625	
Было растворителя	75,000	50,000	31,250	18,7500	10,9375	
Пришло пластовых ЖУВ	0	12,5	31,25	50	65,625	
Пришло растворителя	100	87,5	68,75	50	34,375	
Новая доля пластовых ЖУВ в смеси ЖУВ и растворителя, ед.	0,125	0,3125	0,5	0,65625	0,77344	Выход пластовых ЖУВ (%) = 77,344
Новая доля растворителя в смеси ЖУВ и растворителя, ед.	0,875	0,6875	0,5	0,34375	0,22656	Выход растворителя (%)= 22,656
Стало пластовых ЖУВ (нефть + ретрогр. конденсат)	12,5	31,25	50	65,625	77,3438	КИ ЖУВ из пласта (КИН) = 56,657%
Стало гексана	87,5	68,75	50	34,375	22,6563	КИ растворителя (КИР) = 7,344%
<i>4-ый цикл закачки растворителя и «сухого» газа в первую ячейку</i>						
<i>Последовательное продвижение через ячейки 100 ед. смеси пластовых ЖУВ (нефть + ретроградный конденсат) и растворителя от 4-го цикла закачки)</i>						
	1-ая ячейка	2-ая ячейка	3-я ячейка	4-ая ячейка	5-ая ячейка	(выходящая из 5-ой ячейки в добывающую скважину смесь от 4-го цикла закачки)
Было пластовых ЖУВ, ед.	12,5	31,25	50	65,625	77,3438	
Было растворителя	87,5000	68,7500	50,0000	34,3750	22,6563	
Пришло пластовых ЖУВ	0	6,25	18,75	34,375	50	
Пришло растворителя	100	93,75	81,25	65,625	50	

Новая доля пластовых ЖУВ в смеси ЖУВ и растворителя, ед.	0,0625	0,1875	0,34375	0,5	0,63672	Выход пластовых ЖУВ (%) = 63,672
Новая доля растворителя в смеси ЖУВ и растворителя, ед.	0,9375	0,8125	0,65625	0,5	0,36328	
Стало пластовых ЖУВ (нефть + ретрогр. конденсат)	6,25	18,75	34,375	50	63,6719	КИ ЖУВ из пласта (КИН) = 65,391%
Стало растворителя	93,75	81,25	65,625	50	36,3281	КИ растворителя (КИР) = 12,342%
<i>5-ый цикл закачки растворителя в первую ячейку</i>						
<i>Последовательное продвижение через ячейки 100 ед. смеси пластовых ЖУВ (нефть + ретроградный конденсат) и растворителя от 5-го цикла закачки</i>						
	1-ая ячейка	2-ая ячейка	3-я ячейка	4-ая ячейка	5-ая ячейка	(выходящая из 5-ой ячейки в добывающую скважину смесь от 5-го цикла закачки)
Было пластовых ЖУВ, ед.	6,25	18,75	34,375	50	63,6719	
Было растворителя	93,7500	81,2500	65,6250	50,0000	36,3281	
Пришло пластовых ЖУВ	0	3,125	10,9375	22,6563	36,3281	
Пришло растворителя	100	96,875	89,0625	77,3438	63,6719	
Новая доля пластовых ЖУВ в смеси ЖУВ и растворителя, ед.	0,03125	0,10938	0,22656	0,36328	0,5	Выход пластовых ЖУВ (%) = 50,0
Новая доля растворителя в смеси ЖУВ и растворителя, ед.	0,96875	0,89063	0,77344	0,63672	0,5	Выход растворителя (%)= 50,0
Стало пластовых ЖУВ (нефть + ретрогр. конденсат)	3,125	10,9375	22,6563	36,3281	50	КИ ЖУВ из пласта (КИН) = 75,391 %
Стало растворителя	96,875	89,0625	77,3438	63,6719	50	КИ растворителя (КИР) = 17,721%
<i>6-ый цикл закачки растворителя и «сухого» газа в первую ячейку</i>						
<i>Последовательное продвижение через ячейки 100 ед. смеси пластовых ЖУВ (нефть + ретроградный конденсат) и растворителя от 6-го цикла закачки</i>						
	1-ая ячейка	2-ая ячейка	3-я ячейка	4-ая ячейка	5-ая ячейка	(выходящая из 5-ой ячейки в добывающую скважину смесь от 6-го цикла закачки)
Было пластовых ЖУВ, ед.	3,125	10,9375	22,6563	36,3281	50	
Было растворителя	96,8750	89,0625	77,3438	63,6719	50,0000	
Пришло пластовых ЖУВ	0	1,5625	6,25	14,4531	25,3906	
Пришло растворителя	100	98,4375	93,75	85,5469	74,6094	

Новая доля пластовых ЖУВ в смеси ЖУВ и растворителя, ед.	0,01563	0,0625	0,14453	0,25391	0,37695	Выход пластовых ЖУВ (%) = 37,695
Новая доля гексана в смеси ЖУВ и растворителя, ед.	0,98438	0,9375	0,85547	0,74609	0,62305	Выход растворителя (%)= 62,305
Стало пластовых ЖУВ (нефть + ретрогр. конденсат)	1,5625	6,25	14,4531	25,3906	37,6953	КИ ЖУВ из пласта (КИН) = 82,93 %
Стало растворителя	98,4375	93,75	85,5469	74,6094	62,3047	КИ растворителя (КИР) = 23,294%
<i>7-ый цикл закачки растворителя и «сухого» газа в первую ячейку</i>						
<i>Последовательное продвижение через ячейки 100 ед. смеси пластовых ЖУВ (нефть + ретроградный конденсат) и растворителя от 7-го цикла закачки</i>						
	1-ая ячейка	2-ая ячейка	3-я ячейка	4-ая ячейка	5-ая ячейка	(выходящая из 5-ой ячейки в добывающую скважину смесь от 7-го цикла закачки)
Было пластовых ЖУВ, ед.	1,5625	6,25	14,4531	25,3906	37,6953	
Было растворителя	98,4375	93,7500	85,5469	74,6094	62,3047	
Пришло пластовых ЖУВ	0	0,78125	3,51563	8,98438	17,1875	
Пришло растворителя	100	99,2188	96,4844	91,0156	82,8125	
Новая доля пластовых ЖУВ в смеси ЖУВ и растворителя, ед.	0,00781	0,03516	0,08984	0,17188	0,27441	Выход пластовых ЖУВ (%) = 27,4414
Новая доля растворителя в смеси ЖУВ и растворителя, ед.	0,99219	0,96484	0,91016	0,82813	0,72559	Выход растворителя (%)= 72,559
Стало пластовых ЖУВ (нефть + ретрогр. конденсат)	0,78125	3,51563	8,98438	17,1875	27,4414	КИ ЖУВ из пласта (КИН) = 88,418%
Стало растворителя	99,2188	96,4844	91,0156	82,8125	72,5586	КИ растворителя (КИР) = 28,768%
<i>8-ой цикл закачки растворителя и «сухого» газа в первую ячейку</i>						
<i>Последовательное продвижение через ячейки 100 ед. смеси пластовых ЖУВ (нефть + ретроградный конденсат) и растворителя от 8-го цикла закачки</i>						
	1-ая ячейка	2-ая ячейка	3-я ячейка	4-ая ячейка	5-ая ячейка	(выходящая из 5-ой ячейки в добывающую скважину смесь от 8-го цикла закачки растворителя и сухого газа)
Было пластовых ЖУВ, ед.	0,78125	3,51563	8,98438	17,1875	27,4414	
Было растворителя	99,2188	96,4844	91,0156	82,8125	72,5586	

Пришло пластовых ЖУВ	0	0,39063	1,95313	5,46875	11,3281	
Пришло растворителя	100	99,6094	98,0469	94,5313	88,6719	
Новая доля пластовых ЖУВ в смеси ЖУВ и растворителя, ед.	0,00391	0,01953	0,05469	0,11328	0,19385	Выход пластовых ЖУВ (%) = 19,385
Новая доля растворителя в смеси ЖУВ и растворителя, ед.	0,996094	0,98047	0,94531	0,88672	0,80615	Выход растворителя (%) = 80,615
Стало пластовых ЖУВ (нефть + ретрогр. конденсат)	0,3906	1,95313	5,46875	11,3281	19,3848	КИ ЖУВ из пласта (КИН) = 92,295%
Стало растворителя	99,6094	98,0469	94,5313	88,6719	80,6152	КИ растворителя (КИР) = 33,95%
<i>9-ый цикл закачки растворителя и «сухого» газа в первую ячейку</i>						
<i>Последовательное продвижение через ячейки 100 ед. смеси пластовых ЖУВ (нефть + ретроградный конденсат) и растворителя от 9-го цикла закачки</i>						
	1-ая ячейка	2-ая ячейка	3-я ячейка	4-ая ячейка	5-ая ячейка	(выходящая из 5-ой ячейки в добывающую скважину смесь от 9-го цикла закачки растворителя и сухого газа)
Было пластовых ЖУВ, ед.	0,39063	1,95313	5,46875	11,3281	19,3848	
Было растворителя	99,6094	98,0469	94,5313	88,6719	80,6152	
Пришло пластовых ЖУВ	0	0,19531	1,07422	3,27148	7,2998	
Пришло растворителя	100	99,8047	98,9258	96,7285	92,7002	
Новая доля пластовых ЖУВ в смеси ЖУВ и растворителя, ед.	0,00195	0,01074	0,03271	0,073	0,13342	Выход пластовых ЖУВ (%) = 13,342
Новая доля растворителя в смеси ЖУВ и растворителя, ед.	0,99805	0,98926	0,96729	0,927	0,86658	Выход растворителя (%) = 86,658
Стало пластовых ЖУВ (нефть + ретрогр. конденсат)	0,1953	1,07422	3,27149	7,2998	13,3423	КИ ЖУВ из пласта (КИН) = 94,964%
Стало растворителя	99,8047	98,9258	96,7285	92,7002	86,6577	КИ растворителя (КИР) = 47,354%

<i>10-ый цикл закачки растворителя и «сухого» газа в первую ячейку</i>						
<i>Последовательное продвижение через ячейки 100 ед. смеси пластовых ЖУВ (нефть + ретроградный конденсат) и растворителя от 10-го цикла закачки</i>						
	1-ая ячейка	2-ая ячейка	3-я ячейка	4-ая ячейка	5-ая ячейка	(выходящая из 5-ой ячейки в добывающую скважину смесь от 10-го цикла закачки растворителя и сухого газа)
Было пластовых ЖУВ, ед.	0,1953	1,07422	3,27149	7,2998	13,3423	
Было растворителя	99,8047	98,9258	96,7285	92,7002	86,6577	
Пришло пластовых ЖУВ	0	0,0976	0,5859	1,9287	4,6142	
Пришло растворителя	100	99,9024	99,4141	98,0713	95,3858	
Новая доля пластовых ЖУВ в смеси ЖУВ и растворителя, ед.	0,00098	0,00586	0,019287	0,046142	0,089782 5	Выход пластовых ЖУВ (%) = 8,978
Новая доля растворителя в смеси ЖУВ и растворителя, ед.	0,99902	0,99414	0,980713	0,957858	0,912217 5	Выход растворителя (%) = 91,2218
Стало пластовых ЖУВ (нефть + ретрогр. конденсат)	0,0976	0,5859	1,9287	4,6143	8,97825	КИ ЖУВ из пласта (КИН) = 96,76%
Стало растворителя	99,9024	99,4141	98,0713	95,3858	91,02175	КИ растворителя (КИР) = 51,56%

Таблица 2

Динамика параметров технологического процесса извлечения пластовых ЖУВ и закачанного растворителя в результате последовательного прохождения через пласт (модель) закачанного растворителя и газа каждого из циклов закачки на этапе выхода из пласта в скважину образующейся при прохождении через пласт смеси (растворителя и ЖУВ) от каждого цикла закачки (растворитель–сухой газ)

Технологический процесс	Номер цикла закачки									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Находится в пласте ЖУВ, ед. объем.	403,13	314,06	236,72	173,04	123,04	84,35	57,91	38,52	25,18	16,2
Закачано всего в пласт растворителя (суммарная закачка), ед. объем.	300,0	400,0	500,0	600,0	700,0	800,0	900,0	1000,0	1000,0	1000,0
Вышло всего из пласта в скважину (накопленная добыча) ЖУВ, ед. объем.	96,875	185,94	263,28	326,96	376,96	414,65	442,09	461,48	474,82	483,8
Вышло всего из пласта в скважину (накопленная добыча) растворителя, ед. объем.	3,125	14,06	36,72	74,05	124,05	186,35	258,91	339,53	426,19	515,6
Осталось в пласте ЖУВ, ед. объем.	403,19	314,06	236,72	173,04	123,04	85,349	57,908	38,52	25,08	17,21
Осталось в пласте растворителя, ед. объем.	296,88	385,94	463,28	525,95	575,96	613,65	641,09	660,47	573,81	482,79
Коэффициент извлечения ЖУВ (КИН), %	19,38	37,19	56,66	65,39	75,39	82,93	88,42	92,30	94,96	96,76
Коэффициент извлечения растворителя (КИР), %	0,375	3,52	7,34	12,34	17,72	23,29	28,77	33,95	42,62	51,72
Отношение объема добытых ЖУВ к объему оставленного в пласте растворителя, $K_{эфф.}$	0,326	0,482	0,568	0,622	0,653	0,674	0,688	0,697	0,826	1,00

Для достижения высокой рентабельности добычи ЖУВ необходимо также обеспечить извлечение растворителя из добываемой смеси (ЖУВ и растворителя) и возвращение его в рецикл, то есть в процесс циклической закачки с целью добычи ЖУВ.

Для продуктивных отложений с низкой концентрацией смоло-асфальтеновых компонентов (например, для Вуктыльского НГКМ) растворителем могут служить газойлевые фракции конденсата ($T_{кип.} = nк ÷ 70–80 \text{ } ^\circ\text{C}$). Для продуктивных отложений НГКМ с высокой концентрацией смоло-асфальтеновых компонентов (например, для Оренбургского НГКМ) эффективным будет ароматический растворитель смесового состава легко испаряемой ароматики, выделенный из фракций БТК добываемого конденсата, в которых такой ароматики содержится от 15 до 20%, или произведенный из собственного сырья на малотоннажной промышленной установке пиролиза.

Эффективность процесса добычи ЖУВ (ретроградного конденсата и пластовой нефти) в концентрациях ниже порога фильтрации по предложенной технологии определяется величиной отношения объема добытых пластовых ЖУВ (нефти и ретроградного конденсата) к объему оставшегося в пласте растворителя $K_{эфф.}$ ($K_{эфф.} = V_{ЖУВ \text{ пласт}}/V_{растворит}$). Проведенный в ООО «НИИгазэкономика» технико-экономический анализ такого процесса добычи пластовых ЖУВ показал, что устойчивая рентабельность ($IRR=17\%$) процесса добычи и далее глубокой переработки добываемых пластовых ЖУВ при всех необходимых капитальных вложениях начинается с коэффициента эффективности $K_{эфф.}=3$, то есть при отношении объема добытых пластовых ЖУВ к объему оставленного в пласте растворителя 3:1. Внутренняя норма рентабельности $IRR= 27\%$ достигается при достижении $K_{эфф.}=6$, то есть при отношении объема добытых пластовых ЖУВ к объему оставленного в пласте растворителя 6:1.

Как показывают расчеты (табл. 2 и рис. 2–5, см. Приложение), на этапе замещения ретроградного конденсата и пластовой нефти, не испаряемых в пластовых условиях, легко испаряемыми жидкими углеводородными растворителями при циклической прокачке вместе с газом объема растворителя, в два раза превышающего объем пластовых ЖУВ, коэффициент эффективности добычи $K_{эфф.}$ составляет 1,0. То есть, при практически полном замещении пластовой нефти растворителем и $КИН=96,8\%$, при циклической прокачке растворителя и сухого газа в пласте и заключительной циклической (тоже 20%-ной), прокачке без растворителя сухого газа (11, 12, 13, 14-го циклов) в объекте остается объем растворителя, равный объему вытесненной из пласта нефти, – $КИР =51,72$. Нефти вытеснено ровно столько, сколько оставлено в пласте растворителя, $K_{эфф.}=1$ (см. рис. 5). При циклической прокачке вместе с сухим газом объема растворителя, равного одному суммарному объему пластовых ЖУВ и заключительной циклической 20%-ной прокачке сухого газа 6, 7, 8, 9-го циклов, коэффициент нефтеотдачи $КИН$ составит 75,4%, коэффициент извлечения растворителя $КИР$ составит 24,61% (рис. 5, рисунок-схема 6, см. Приложение), но при этом коэффициент эффективности $K_{эфф.}$ также составит 1 (см. рис.

5), При циклической прокачке через пласт вместе с сухим газом объема растворителя, равного 60% от объема ЖУВ в пласте (модели пласта) и заключительной циклической 20%-ной прокачке сухого газа 4, 5, 6, 7-го циклов, коэффициент нефтеотдачи КИН составит уже 56,66%, КИР составит 12,24% (рис. 5, рисунок-схема 7, см. Приложение), а коэффициент эффективности $K_{эфф.}$ опять составит 1 (см. рис. 5).

Таким образом, основная возможность повышения коэффициента эффективности – это увеличение коэффициента извлечения растворителя КИР. Именно поэтому в данной технологии должен применяться растворитель, легко переходящий в условиях пласта в газоконденсатную фазу, а газ, прокачиваемый через пласт от нагнетательной к добывающей скважине, должен быть сухим. Как показывают проведенные локальное гидродинамическое моделирование (рис. 8, см. Приложение) [1] и стендовые испытания такого процесса доизвлечения оставшегося в опытном объекте растворителя, коэффициент извлечения легко испаряемого в условиях пласта растворителя при прокачке сухого газа достигает 100%. Для этого необходимы дополнительные объемы сухого газа и время для его непрерывной суточной прокачки через пласт от нагнетательной к добывающей скважине или через модель пласта.

Чем меньше растворителя остается в пласте и чем больше достигнутый коэффициент эффективности $K_{эфф.}$, тем более рентабельным будет процесс добычи нефилтрующих пластовых ЖУВ по данной технологии. Необходимо, однако, отметить, что, чем ниже коэффициент извлечения нефти из пласта КИН даже при достижении высоких показателей $K_{эфф.}$, тем ниже показатель эффективности разработки месторождения в целом, с учетом вложенных капитальных затрат.

Необходимо также отметить, что в проведенных расчетах КИН не учитывалось вынесение в газоконденсатной фазе легких фракций углеводородов, в первую очередь растворителя, на циклах прокачки газа на этапе циклической прокачки растворителя и сухого газа.

Заключительный процесс доизвлечения из пласта растворителя непрерывной суточной прокачкой сухого углеводородного газа может быть также заменен прокачкой углекислого газа, как в жидкой, так и в газовой фазах, в зависимости от термодинамического (PVT) состояния и от наличия CO_2 в природном газе или возможности его производства на месторождении. Технология эффективного замещения растворителя, представленного легкими углеводородными фракциями углекислым газом, обеспечивается высокой смесимостью CO_2 с легкими углеводородами. В сравнении с технологиями добычи нефти прокачкой CO_2 , технологии добычи прокачкой CO_2 ЖУВ, представленных только легкими углеводородами, обеспечивают практически полное

извлечение таких углеводородов. Это объясняется отсутствием способности CO_2 растворять в себе более тяжелые, более высококипящие фракции углеводородов. В процессе прокачки CO_2 из пластовой нефти происходит последовательная экстракция легких углеводородов, и соответственное утяжеление остающейся в пласте части нефти.

Сочетание технологий циклической прокачки легкого углеводородного растворителя и сухого газа с целью максимального отбора пластовой нефти с заключительной прокачкой CO_2 в газовой или жидкой фазах позволит не только эффективно и в более короткие сроки забрать из пласта растворитель и вернуть его в процесс добычи пластовой нефти, но и заместить на CO_2 углеводородный газ, тем самым увеличить до 100%-ной газоотдачу в пласте и на месторождении в целом.

Выводы

1. При закачке в газонасыщенный пласт жидких углеводородных растворителей их фильтрация (в смеси с пластовыми ЖУВ) проходит только в непрерывно связанных динамических эффективных емкостных объемах в режиме неограниченного смешения с находящимися в них углеводородами. Структурно-защемленные поровые объемы в фильтрации заполняющих их флюидов не участвуют и при прокачке жидкого углеводородного растворителя через водонефтегазонасыщенные породы остаются заполненными пластовым газом.

2. Чем ближе к выходу из керновой модели продвигается смесь газа от каждого цикла его закачки в модель (пласт), тем более термодинамически равновесным с модельными (пластовыми) ЖУВ становится газ. То есть на выходе из модели при циклической прокачке через керновую модель растворителя и сухого газа мы получаем термодинамически равновесную газо-жидкостную систему.

3. Основная задача циклической прокачки растворителя и сухого газа – это максимально полное замещение пластовых ЖУВ (ретроградного конденсата и пластовой нефти) легко испаряемым в условиях пласта растворителем с целью его последующего максимально полного извлечения при заключительных циклических прокачках сухого газа.

4. Расчетное моделирование технологий добычи трудноизвлекаемых пластовых ЖУВ (ретроградного конденсата и пластовой нефти) в объемных концентрациях ниже порога фильтрации циклической прокачкой в равных объемах (в условиях пласта) оторочек легко испаряемого растворителя и сухого газа с завершающей прокачкой сухого газа обосновывает реальную возможность добычи трудноизвлекаемых пластовых жидких углеводородов из газонефтегазонасыщенных (выше ГВК и ГНК) продуктивных отложений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений.

5. Добыча ЖУВ из газонефтенасыщенных (выше ГВК и ГНК) продуктивных отложений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений наиболее эффективна и технологически более выполнима на заключительных стадиях добычи газа в связи с возможностью добычи не только пластовой нефти, но и выпавшего в жидкую фазу ретроградного конденсата.

Работа написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Системный подход к совершенствованию теории и практики нефтегазгеологического районирования, прогнозирования нефтегазоносности и формирования ресурсной базы нефтегазового комплекса России, № АААА-А17-117082360031-8»).

ЛИТЕРАТУРА

1. Скибицкая Н.А., Большаков М.Н., Баишев В.З., Утробин Н.В., Гафаров Н.А. Перспективы добычи матричной нефти и выпавшего в жидкую фазу конденсата из газонасыщенных зон газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // Нефть. Газ. Новации, 2012, № 8. С. 64–69.

ПРИЛОЖЕНИЕ

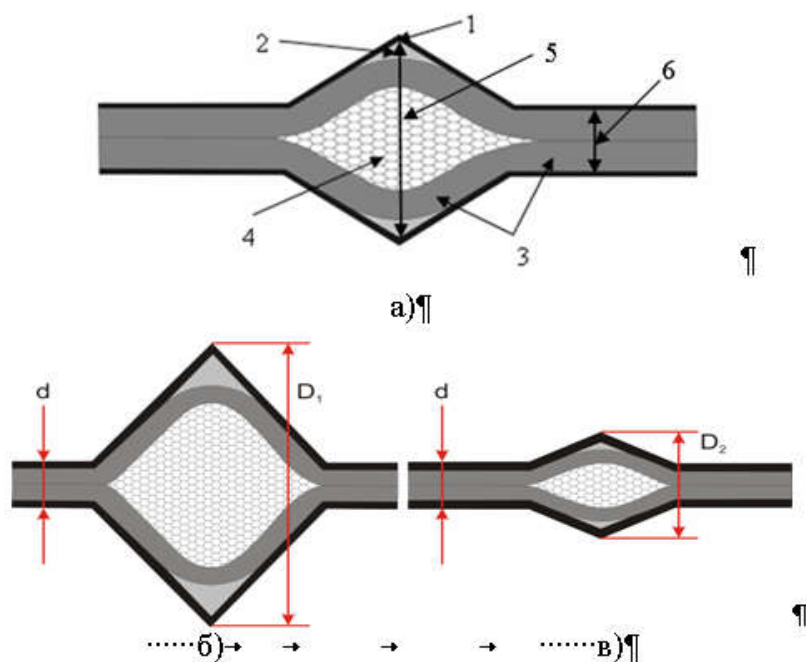


Рис. 1 (а, б, в). Структурная характеристика пластовых флюидов в поровых объемах пород: 1 – пленочная вода (порода более фильна по отношению к воде) или пленочная нефть (порода более фильна по отношению к нефти); 2 – вода углов пор (структурно связанная, капиллярно-защемленная, менисковая) или нефть углов пор (порода более фильна по отношению к нефти); 3 – динамический (непрерывно связанный) объем нефти (порода более фильна по отношению к воде) или непрерывно связанный объем воды (порода более фильна по отношению к нефти); 4 – структурно-защемленный неподвижный объем нефти или структурно-защемленный объем газа при обводнении или при высокой концентрации жидких углеводородов в газонасыщенном разрезе; 5, D_1 , D_2 – диаметр пор ($d_{пор}$); 6, d – диаметр каналов ($d_{кан}$)

Рисунок-схема 2. Динамика технологического процесса добычи жидких углеводородов (нефть + ретрогр. конденсат) последовательной циклической закачкой за 1 цикл легко испаряемого в условиях пласта углеводородного растворителя и сухого газа в объеме 20% от объема ЖУВ в объекте разработки с завершающей прокачкой сухого газа

№ слоя (ячейки) в объекте испытаний	Номера циклов закачки рабочих агентов (гексана и метана) в нагнетательную скважину																						
	1 цикл		2 цикл		3 цикл		4 цикл		5 цикл		6 цикл		7 цикл		8 цикл		9 цикл		10 цикл		11 цикл	12 цикл	13 цикл
	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут
	Закачка сухого газа для завершения вытеснения из пласта (модели) в скважину смеси ЖУВ и растворителя 8-го, 9-го и 10-го циклов закачки																						
1	Раст. 1 *50/50	Газ 1	Раст. 2	Газ 2	Раст. 3	Газ 3	Раст. 4	Газ 4	Раст. 5	Газ 5	Раст. 6	Газ 6	Раст. 7	Газ 7	Раст. 8	Газ 8	Раст. 9	Газ 9	Раст. 10	Газ 11 ₂	Раст. 12	Газ 13	Раст. 14
2		Раст. 1 75/25	Газ 1	Раст. 2	Газ 2	Раст. 3	Газ 3	Раст. 4	Газ 4	Раст. 5	Газ 5	Раст. 6	Газ 6	Раст. 7	Газ 7 ₂	Раст. 8	Газ 8	Раст. 9	Газ 9	Раст. 10	Газ 11 ₂	Раст. 12	Газ 13
3			Раст. 1 87,5/12,5	Газ 1	Раст. 2	Газ 2	Раст. 3	Газ 3	Раст. 4	Газ 4	Раст. 5	Газ 5	Раст. 6	Газ 6	Раст. 7	Газ 7 ₂	Раст. 8	Газ 8	Раст. 9	Газ 9	Раст. 10	Газ 11 ₂	Раст. 12
4				Раст. 1 93,75/6,25	Газ 1	Раст. 2	Газ 2	Раст. 3	Газ 3	Раст. 4	Газ 4	Раст. 5	Газ 5	Раст. 6	Газ 6	Раст. 7	Газ 7 ₂	Раст. 8	Газ 8	Раст. 9	Газ 9	Раст. 10	Газ 11 ₂
5					Раст. 1 96,88/3,12	Газ 1	Раст. 2	Газ 2	Раст. 3	Газ 3	Раст. 4	Газ 4	Раст. 5	Газ 5	Раст. 6	Газ 6	Раст. 7	Газ 7 ₂	Раст. 8	Газ 8	Раст. 9	Газ 9	Раст. 10
Продукт, выходящий из объекта в скважину					Раст. 1 96,88/3,12	Газ 1	Раст. 2 89,06/10,94	Газ 2	Раст. 3 77,34/22,66	Газ 3	Раст. 4 63,67/37,33	Газ 4	Раст. 5 50/50	Газ 5	Раст. 6 37,70/62,30	Газ 6	Раст. 7 27,44/72,56	Газ 7 ₂	Раст. 8 19,38/80,62	Газ 8	Раст. 9 13,34/86,66	Газ 9	Раст. 10 8,978/91,022
№ цикла закачанных гексана и газа, выходящих из объекта в скважину					1 Цикл Σвыход: нефти – 96,88 растворителя – 3,12	2 Цикл Σвыход: нефти – 185,94 растворителя – 14,06	3 Цикл Σвыход: нефти – 263,28 растворителя –	4 Цикл Σвыход: нефти – 326,95 растворителя – 74,05	5 Цикл Σвыход: нефти – 375,95 растворителя	6 Цикл Σвыход: нефти – 413,65 растворителя – 186,35	7 Цикл Σвыход: нефти – 441,09 растворителя – 258,91	8 Цикл Σвыход: нефти – 460,47 растворителя – 339,53	9 Цикл Σвыход: нефти – 473,81 растворителя - 426,19										
КИН (ЖУВ) КИГ (КИ гексана)					КИН=19,38% КИР=0,375% **К _{эфф.} =0,326 Необх. объем закачки растворит.: 300	КИН=37,19% КИР=3,515% *К _{эфф.} =0,482 Необх. объем закачки растворит.: 400	КИН=56,66% КИР=7,34% *К _{эфф.} =0,568 Необх. объем закачки растворителя: 500	КИН=65,39% КИР=12,34% К _{эфф.} =0,622 Необх. объем закачки растворителя: 600	КИН=75,39% КИР=17,72% К _{эфф.} =0,653 Необх. объем закачки растворителя: 700	КИН=82,93 % КИР=23,29% К _{эфф.} =0,674 Необх. объем закачки растворителя: 800	КИН=88,42% КИР=28,77 К _{эфф.} =0,688 Необх. объем закачки растворителя: 900	КИН=92,30% КИР=33,95 К _{эфф.} =0,697 Необх. объем закачки растворителя: 1000	КИН=94,96% КИР=42,62% К _{эфф.} =0,826 Необх. объем закачки растворителя: 1000										

*50/50 - соотношение (в ед. объема) количества ЖУВ (числитель) и растворителя (знаменатель) в формирующейся смеси ЖУВ и растворителя по мере ее продвижения к добывающей скважине.

**К_{эфф.} = объем нефти, извлеченной из пласта / объем растворителя, оставшегося в пласте.

Продолжение рисунка-схемы 2. Динамика технологического процесса добычи жидких углеводородов (нефть + ретрогр. конденсат) последовательной циклической закачкой за 1 цикл растворителя и сухого (тюменского) газа в объеме 20 % от объема жидких углеводородов в объекте разработки с завершающей прокачкой сухого газа

№ слоя (ячейки) в объекте испытаний	Номера циклов закачки рабочих агентов в нагнетательную скважину																					
	15 цикл	15 цикл	16 цикл	17 цикл	18 цикл	19 цикл	20 цикл	21 цикл	22 цикл	23 цикл	24 цикл	25 цикл	26 цикл	27 цикл	28 цикл	29 цикл	30 цикл	31 цикл	32 цикл	33 цикл	34 цикл	35 цикл
	7 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут
	Непрерывная прокачка сухого газа с целью доизвлечения из пласта (из модели пласта) в газоконденсатной фазе легко испаряемого растворителя																					
1	Газ 15	Газ 16	Газ 17	Газ 18	Газ 19	Газ 20	Газ 21	Газ 22	Газ 23	Газ 24	Газ 25	Газ 26	Газ 27	Газ 28	Газ 29	Газ 30	Газ 31	Газ 32	Газ 33	Газ 34	Газ 35	Газ 36
2	Газ 14	Газ 15	Газ 16	Газ 17	Газ 18	Газ 19	Газ 20	Газ 21	Газ 22	Газ 23	Газ 24	Газ 25	Газ 26	Газ 27	Газ 28	Газ 29	Газ 30	Газ 31	Газ 32	Газ. 33	Газ. 34	Газ. 35
3	Газ 13	Газ 14	Газ 15	Газ 16	Газ 17	Газ 18	Газ 19	Газ 20	Газ 21	Газ 22	Газ 23	Газ 24	Газ 25	Газ 26	Газ 27	Газ 28	Газ 29	Газ 30	Газ 31	Газ 32	Газ. 33	Газ. 34
4	Газ 12	Газ 13	Газ 14	Газ 15	Газ 16	Газ 17	Газ 18	Газ 19	Газ 20	Газ 21	Газ 22	Газ 23	Газ 24	Газ 25	Газ 26	Газ 27	Газ 28	Газ 29	Газ 30	Газ 31	Газ 32	Газ. 33
5	Газ 11	Газ 12	Газ 13	Газ 14	Газ 15	Газ 16	Газ 17	Газ 18	Газ 19	Газ 20	Газ 21	Газ 22	Газ 23	Газ 24	Газ 25	Газ 26	Газ 27	Газ 28	Газ 29	Газ 30	Газ 31	Газ 32
Продукт, выходящий из объекта в скважину	Раств. 10 8,978/ 91,222	Газ 11	Газ 12	Газ 13	Газ 14	Газ 15	Газ 16	Газ 17	Газ 18	Газ 19	Газ 20	Газ 21	Газ 22	Газ 23	Газ 24	Газ 25	Газ 26	Газ 27	Газ 28	Газ 29	Газ 30	Газ 31
№ цикла закачанных гексана и газа, выходящих из объекта в скважину	10 Цикл Σвыход: нефти – 482,79 растворителя - 517,21																					
	КИН=96,76% КИР=51,72% К _{эф.} =1,00 Необх. объем закачки растворителя: 1000	<p style="text-align: center;">Выход растворителя в газоконденсатной фазе (ГКФ)</p> <p style="text-align: center;"> – Непрерывная закачка сухого газа с целью максимального доизвлечения из пласта растворителя через КГФ после периода циклической закачки сухого газа и растворителя </p>																				
	Период добычи оставленного в пласте растворителя непрерывной суточной прокачкой через объект от нагнетательной к добывающей скважине сухого газа (например, тюменского для ВНКМ, CO ₂ или газа низкотемпературной сепарации – для ОНКМ)																					

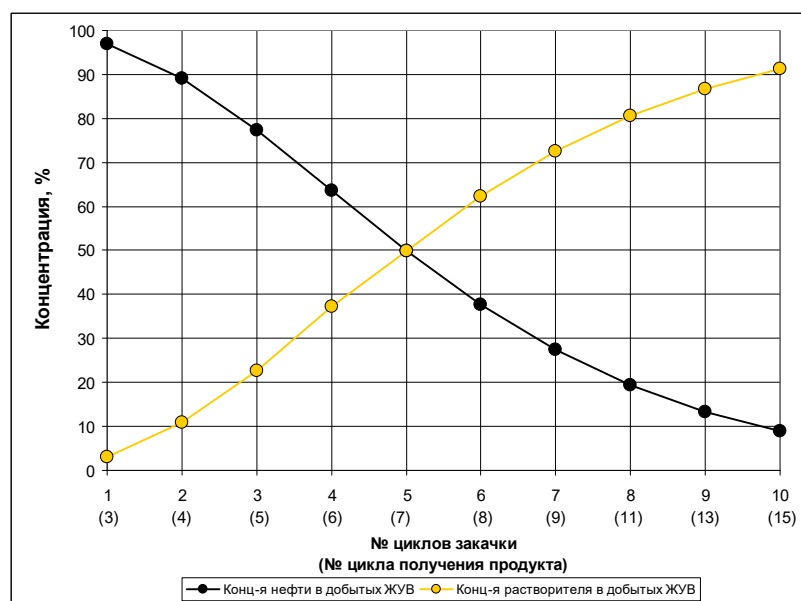


Рис. 3. Расчетная закономерность изменения на выходе из объекта концентраций пластовых ЖУВ (нефти и ретроградного конденсата) и растворителя в смесевом составе добываемых ЖУВ

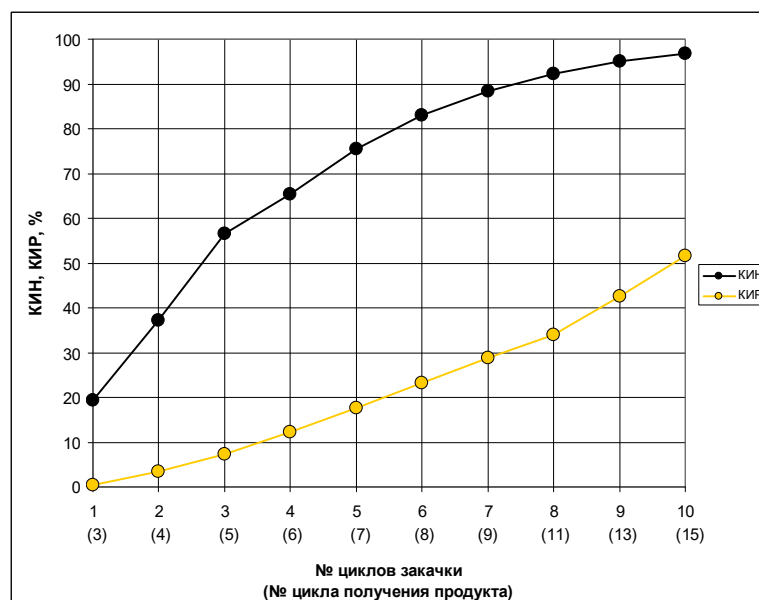


Рис. 4. Расчетная закономерность изменения текущих коэффициентов извлечения ЖУВ (КИН) и растворителя (КИР) на выходе из объекта в процессе циклической закачки в пласт растворителя

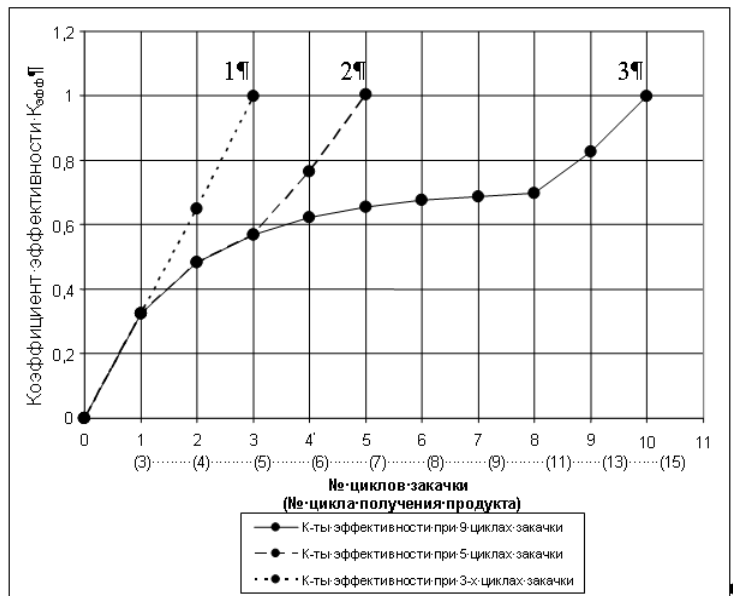


Рис. 5. Расчетные закономерности изменения текущих коэффициентов эффективности на выходе из объекта в процессе циклической закачки в объект (пласт, модель пласта) растворителя и сухого газа в зависимости от количества проведенных циклов закачки растворителя: 1 – 10 циклов закачки растворителя и сухого газа с завершающими 4-мя циклами прокачки сухого газа, КИН=96,76%; 2 – 5 циклов закачки растворителя и сухого газа с завершающими 4-мя циклами прокачки сухого газа, КИН=75,4%; 3 – 3 цикла закачки растворителя и сухого газа с завершающими 4-мя циклами закачки сухого газа, КИН=56,7%

Рисунок-схема 6. Динамика технологического процесса добычи жидких углеводородов (нефть + ретрогр. конденсат) последовательной циклической закачкой за 1 цикл легко испаряемого в условиях пласта углеводородного растворителя и сухого (тюменского) газа в объеме 20 % от объема ЖУВ в объекте разработки с завершающей прокачкой сухого газа

№ слоя (ячейки) в объекте испытаний	Номера циклов закачки рабочих агентов (гексана и метана) в нагнетательную скважину																						
	1 цикл		2 цикл		3 цикл		4 цикл		5 цикл		6 цикл	7 цикл	8 цикл	9 цикл	Непрерывная суточная прокачка сухого газа								
	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	
											Циклическая закачка сухого газа для завершения вытеснения из пласта (модели) в скважину смеси ЖУВ и растворителя 4-го и 5-го циклов закачки.				Непрерывная прокачка сухого газа с целью доизвлечения из пласта (модели пласта) в газоконденсатной фазе легко испаряемого растворителя								
1	Раст. 1 *50/50	Газ 1	Раст. 2	Газ 2	Раст. 3	Газ 3	Раст. 4	Газ 4	Раст. 5	Газ 5	Газ 6	Газ 7	Газ 8	Газ 9	Газ 10	Газ 11	Газ 12	Газ 13	Газ 14	Газ 15	Газ 16	Газ 17	Газ 18
2		Раст. 1 75/25	Газ 1	Раст. 2 50/50	Газ 2	Раст. 3 31,25/68,75	Газ 3	Раст. 4 18,75/81,25	Газ 4	Раст. 5 10,94/89,06	Газ 5	Газ 6	Газ 7	Газ 8	Газ 9	Газ 10	Газ 11	Газ 12	Газ 13	Газ 14	Газ 15	Газ 16	Газ 17
3			Раст. 1 87,5/12,5	Газ 1	Раст. 2 68,75/31,25	Газ 2	Раст. 3 50/50	Газ 3	Раст. 4 34,38/65,62	Газ 4	Раст. 5 22,66/77,344	Газ 5	Газ 6	Газ 7	Газ 8	Газ 9	Газ 10	Газ 11	Газ 12	Газ 13	Газ 14	Газ 15	Газ 16
4				Раст. 1 93,75/6,25	Газ 1	Раст. 2 81,25/18,75	Газ 2	Раст. 3 65,63/34,37	Газ 3	Раст. 4 50/50	Газ 4	Раст. 5 36,33/63,67	Газ 5	Газ 6	Газ 7	Газ 8	Газ 9	Газ 10	Газ 11	Газ 12	Газ 13	Газ 14	Газ 15
5					Раст. 1 96,88/3,12	Газ 1	Раст. 2 89,06/10,94	Газ 2	Раст. 3 77,34/22,66	Газ 3	Раст. 4 63,67/37,33	Газ 4	Раст. 5 50/50	Газ 5	Газ 6	Газ 7	Газ 8	Газ 9	Газ 10	Газ 11	Газ 12	Газ 13	Газ 14
Продукт, выходящий из объекта в скважину					Раст. 1 96,88/3,12	Газ 1	Раст. 2 89,06/10,94	Газ 2	Раст. 3 77,34/22,66	Газ 3	Раст. 4 63,67/37,33	Газ 4	Раст. 5 50/50	Газ 5	Газ 6	Газ 7	Газ 8	Газ 9	Газ 10	Газ 11	Газ 12	Газ 13	Газ 14
№ цикла закачанного растворит. и газа, выходящих из объекта в скважину					1 Цикл Σвыход: нефти – 96,875 растворит. – 3,125		2 Цикл Σвыход: нефти – 185,938 растворит. – 14,063		3 Цикл Σвыход: нефти – 263,284 растворителя – 36,719		4 Цикл Σвыход: нефти – 326,956 растворителя – 74,049		5 Цикл Σвыход: нефти – 376,956 растворителя – 124,049		Добыча закачиваемого газа с легко испаряемым растворителем в газоконденсатной фазе до максимально полного извлечения из пласта растворителя								
КИН (ЖУВ) КИР Кэфф Объем закачанного растворителя					КИН=19,38% КИР=0,375% **Кэфф.=0,326 Объем закач. растворителя: 300		КИН=37,19% КИР=7,031% **Кэфф.=0,482 Объем закач. растворителя: 400		КИН=56,66% КИР=12,27% **Кэфф.=0,568 Объем закач. растворителя: 500		КИН=65,39% КИР=18,26% **Кэфф.=0,622 Объем закач. растворителя: 500		КИН=75,39% КИР=24,61% Кэфф.=1,003 Объем закач. растворителя: 500		Суммарный накопленный объем извлеченного растворителя → 1 Коэффициент извлечения растворителя → 1 (КИР → 1) Цель: КИН=0,75; КИР=1 (для КИН=1 должно быть закачано два объема растворителя)								

*50/50 - соотношение (в ед. объема) количества ЖУВ (числитель) и растворителя (знаменатель) в формирующейся смеси ЖУВ и растворителя по мере ее продвижения к добывающей скважине.

**Коэффициент эффективности Кэфф. = объем нефти, извлеченной из пласта / объем растворителя, оставшегося в пласте.

Рисунок-схема 7. Динамика технологического процесса добычи жидких углеводородов (нефть + ретрогр. конденсат) последовательной циклической закачкой за 1 цикл легко испаряемого в условиях пласта углеводородного растворителя и сухого (тюменского) газа в объеме 20 % от объема ЖУВ в объекте разработки с завершающей прокачкой сухого газа

№ слоя (ячейки) в объекте испытаний	Номера циклов закачки рабочих агентов (гексана и метана) в нагнетательную скважину																						
	1 цикл		2 цикл		3 цикл		4 цикл	5 цикл	6 цикл	7 цикл	8 цикл	Непрерывная суточная прокачка сухого газа											
	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	7 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	1 сут	
	Циклическая закачка сухого газа для завершения вытеснения из пласта (модели) в скважину смеси ЖУВ и растворителя 2-го и 3-го циклов закачки.						Непрерывная прокачка сухого газа с целью доизвлечения из пласта (модели пласта) в газоконденсатной фазе легко испаряемого растворителя																
1	Раст. 1 *50/ 50	Газ 1	Раст. 2	Газ 2	Раст. 3	Газ 3	Газ 4	Газ 5	Газ 6	Газ 7	Газ 8	Газ 9	Газ 10	Газ 11 ₂	Газ 12	Газ 13	Газ 14	Газ 15	Газ 16	Газ 17	Газ 18	Газ 19	Газ 20
2		Раст. 1 75/ 25	Газ 1	Раст. 2	Газ 2	Раст. 3	Газ 3	Газ 4	Газ 5	Газ 6	Газ 7 ₂	Газ 8	Газ 9	Газ 10	Газ 11 ₂	Газ 12	Газ 13	Газ 14	Газ 15	Газ 16	Газ 17	Газ 18	Газ 19
3			Раст. 1 87,5/ 12,5	Газ 1	Раст. 2	Газ 2	Раст. 3	Газ 3	Газ 4	Газ 5	Газ 6	Газ 7 ₂	Газ 8	Газ 9	Газ 10	Газ 11 ₂	Газ 12	Газ 13	Газ 14	Газ 15	Газ 16	Газ 17	Газ 18
4				Раст. 1 93,75/ 6,25	Газ 1	Раст. 2	Газ 2	Раст. 3	Газ 3	Газ 4	Газ 5	Газ 6	Газ 7 ₂	Газ 8	Газ 9	Газ 10	Газ 11 ₂	Газ 12	Газ 13	Газ 14	Газ 15	Газ 16	Газ 17
5					Раст. 1 96,88/ 3,12	Газ 1	Раст. 2	Газ 2	Раст. 3	Газ 3	Газ 4	Газ 5	Газ 6	Газ 7	Газ 8	Газ 9	Газ 10	Газ 11	Газ 12	Газ 13	Газ 14	Газ 15	Газ 16
Продукт, выходящий из объекта в скважину					Раст. 1 96,88/ 3,12	Газ 1	Раст. 2 89,06/ 10,94	Газ 2	Раст. 3 77,34/ 22,66	Газ 3	Газ 4	Газ 5	Газ 6	Газ 7	Газ 8	Газ 9	Газ 10	Газ 11	Газ 12	Газ 13	Газ 14	Газ 15	
№ цикла закачанных растворит. и газа, выходящих из объекта в скважину					1 Цикл Σвыход: нефти – 96,875 растворителя – 3,125	2 Цикл Σвыход: нефти – 185,938 растворителя – 14,063	3 Цикл Σвыход: нефти – 263,284 растворителя – 36,719	Добыча закачиваемого газа с легко испаряемым растворителем в газоконденсатной фазе до максимально полного извлечения из пласта растворителя															
КИН (ЖУВ) КИР **К _{эфф} Объем закачанного растворителя					КИН=19,38% КИР=1,04% К _{эфф} =0,326 Объем закач. растворителя: 300	КИН=37,19% КИР=4,69% К _{эфф} =0,65 Объем закач. растворителя: 300	КИН=56,66% КИР=12,24% К _{эфф} =1,00 Объем закач. растворителя: 300	Суммарный накопленный объем извлеченного растворителя → 1 Коэффициент извлечения растворителя → 1 (КИР → 1) Цель: КИН=56,66%; КИР=1 (для КИН=100% должно быть закачано растворителя два объема пластовых ЖУВ)															

*50/50 - соотношение (в ед. объема) количества ЖУВ (числитель) и растворителя (знаменатель) в формирующейся смеси ЖУВ и растворителя по мере ее продвижения к добывающей скважине.

**Коэффициент эффективности К_{эфф} = объем нефти, извлеченной из пласта / объем растворителя, оставшегося в пласте.

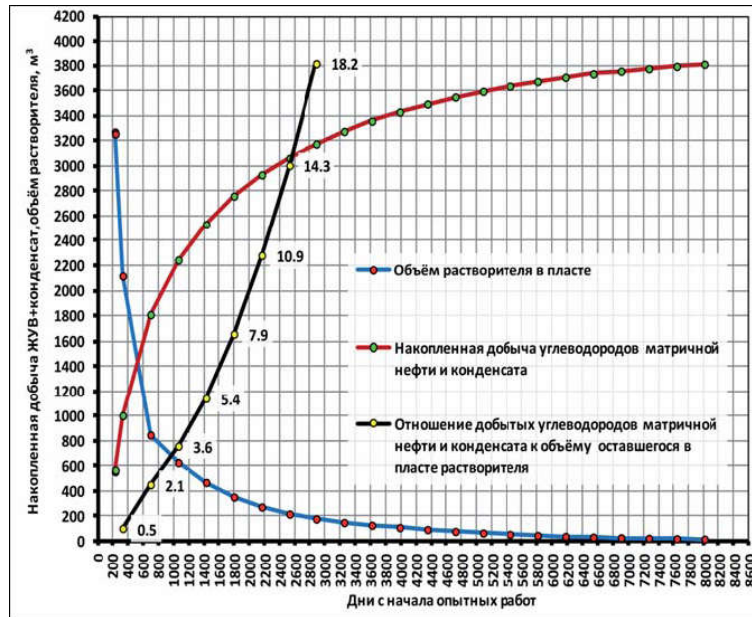


Рис. 8. Сопоставление динамики накопленной добычи матричной нефти и ретроградного конденсата с динамикой объема оставшегося в пласте растворителя, вариант А175.20 – по 175 м³ растворителя и 20 тыс. м³ газа за один цикл закачки, в период попеременной закачки суммарный объем закачки растворителя составит 3500 м³, газа – 400 тыс. м³, параметр $\omega=1$ (вариант А – расстояния от нагнетательной скважины до забоев добывающих скважин составляют 60 м, оптимистичный вариант: параметр $\omega =1$) [1]