



М.Ю. Данько
ЗАО «ТИНГ»¹
эксперт по
гидродинамическому
моделированию
danko@togi.ru



Л.С. Бриллиант
канд. техн. наук
член-корреспондент РАЕН
ЗАО «ТИНГ»¹
генеральный директор
ting@togi.ru



В.Н. Архипов
ЗАО «ТИНГ»¹
заместитель директора
департамента
arkhipovvn@togi.ru



Д.В. Грандов
ЗАО «ТИНГ»¹
директор департамента
grandovdv@togi.ru

Способ разработки нефтяной оторочки и подгазовой зоны сложнопостроенных залежей на основе испарения нефти в закачиваемый сухой газ

¹ЗАО «Тюменский Институт Нефти и Газа». Россия, 625000, Тюмень, ул. Герцена, 64.

Активы многих предприятий ТЭК включают месторождения, залежи которых осложнены наличием обширной газовой шапки с тонкой нефтяной оторочкой. Проблема эффективного комплексного освоения подобных запасов заключается в том, что любое уменьшение давления в газовой шапке, приводит к миграции нефти в «сухое» газовое пространство коллектора, где она становится неподвижной и извлечь ее традиционными методами невозможно. Большинство известных способов разработки нефтяных оторочек и подгазовых зон связаны с поиском путей предотвращения прорывов газа к забоям добывающих скважин. В качестве инструментов предлагаются снижение депрессии на пласт и размещение барьерных рядов нагнетательных скважин. В тоже время, применительно к оторочкам с низкой плотностью подвижных запасов нефти, барьерное заводнение либо снижение депрессий добывающих скважин, закономерно делает невозможным обеспечение рентабельной разработки. Существенный минус метода ограничения миграции заключается в необходимости вовлечения запасов газа газовой части только после выработки нефтяной оторочки, что только ухудшает экономику проекта и в конечном итоге предопределяет, как минимум, временную консервацию объектов до момента изменения макроэкономических предпосылок. Авторами предлагается принципиально новый способ разработки запасов «тонких» нефтяных оторочек, основанный на испарении нефти в сухой газ, включающий возможность извлечения неподвижно связанной капиллярными силами нефти совместно с запасами газа шапки, либо после ее выработки

Ключевые слова: разработка нефтяных оторочек; трудноизвлекаемые запасы нефти; физические методы повышения КИН; система разработки горизонтальными скважинами

Качественное изменение структуры запасов нефти предопределяет новые направления технологической политики в задачах извлечения углеводородов из недр. Это относится, в том числе и к трудноизвлекаемым запасам: высоковязкие нефти, нефти низкопроницаемых коллекторов, которые демонстрируют свойства вязко пластичных систем, сланцевая нефть, и т.п. Отражение новых трендов находит свое воплощение в многочисленных дискуссиях, зачастую бесперспективных, поскольку все «новации» во-первых, требуют дорогостоящих технологий и оборудования, во-вторых, заведомо неэффективны с точки зрения коммерческого результата. Достижения, как и потребность в отраслевой науке здесь минимальны, т.к. доминирует принцип сервисных компаний: «сделаем при наличии средств».

Несколько в стороне от «актуальных обсуждений» остаются проблемы вовлечения в разработку запасов «тонких» оторочек нефти и подгазовых зон пластов. Понятно, что оборудование, технологии строительства и эксплуатации скважин здесь вторичны, т.к. при низкой плотности запасов, но главное, вследствие различий подвижности нефти и газа, извлечение нефти практически не представляется возможным. По этой причине коммерческий коэффициент нефтеотдачи не превышает нескольких процентов, но никак не 20–30%, находящихся свое отражение в различных ТЭО и меморандумах. В этом случае необходим поиск в первую очередь продуктивной идеи.

Классические подходы к разработке нефтяных оторочек и подгазовых зон, апробированные на месторождениях Западной Сибири, основаны на принципе поддержания давления на границе ГНК и блокировке газовой шапки барьерными скважинами, т.к. основная задача здесь – не допустить прорыв газа к забоям добывающих скважин. Посыл понятен – в тот период добыча газа представлялась вторичной, и для нефтяных компаний решалась просто: газ «шел на факел».

Однако этот метод не подходит для разработки «тонких» нефтяных оторочек, т.к. экономические затраты на бурение барьерных нагнетательных скважин не окупаются, а разряжение барьеров сводит к минимуму их технологическую эффективность. В связи с этим запасы газа газовых шапок, осложненные наличием подстилающей нефти, в длительной перспективе остаются невостребованными, т.к. любое снижение давления в газовой части приведет к миграции жидких углеводородов

и ухудшению качества запасов либо полной их потере.

И если в предшествующий период такие залежи просто не разрабатывались, то сейчас положение дел изменилось: для нефтяников газ стал тем, что продается, и значит, речь идет о неизбежных потерях нефти вследствие миграции в газовую часть, либо об отложенной прибыли, обусловленной консервацией запасов газа.

Практика разработки нефтегазоконденсатных месторождений демонстрирует и другие примеры – о нефтяной оторочке как бы забывают, интенсивно отбирая газ. Подъем ГНК сопровождается донасыщением газовой шапки нефтью до остаточных значений, которые в присутствии газа весьма значительны (40–50%). Нефть остается неподвижной и в дальнейшем списывается с баланса предприятия.

Настоящая статья посвящена поиску возможных путей коммерческого решения проблемы разработки «тонких» нефтяных оторочек, объем нефтяной части которых много меньше объема газовой. Авторы отдают себе отчет, что в этом случае прибыль формируется за счет продажи газа, потери нефти воспринимаются как неизбежное. И если в отношении первой части утверждения сомнений нет, то по поводу второй имеются некоторые соображения. Но сначала несколько риторических вопросов.

Насколько неизбежны потери нефти в случае вторжения в газовую часть при снижении давления?

Насколько вообще оправдано размещение каких-либо скважин на периферийных участках нефтегазовых пластов?

Имеются ли основания для альтернативных сложившейся практике новых эффективных технологических решений?

Суть идеи авторов проста: в нефтяную оторочку предлагается закачивать сухой газ с давлением, превышающим критическое (создающим условия для испарения нефти). Таким образом, обеспечивается как поддержание пластового давления, так и вовлечение неподвижной капиллярно-связанной нефти с последующим отбором её газодобывающими скважинами одновременно с газовым конденсатом, что позволяет не только повысить коэффициент нефтеотдачи, но и разрабатывать газовую шапку совместно с нефтяной оторочкой.

Преимущество такой технологии разработки «тонких» нефтяных оторочек над барьерным либо иной модификацией заводнения заключается не только в минимизации количества малоэффективных добывающих

скважин, но и в снижении рисков и непроизводительных затрат, связанных с организацией закачки: даже в этом случае часть нефти оттесняется в кровельную, газовую часть залежи, формируя «нефтяной вал». Об этом явлении, которое характерно для Самотлорского и Федоровского месторождений, писал А.А. Вайгель [5].

Сущность технологии

Предлагаемый авторами метод основан на процессе испарения нефти из оторочки в закачиваемый сухой газ. Для практической реализации предусматриваются скважины двух типов: газодобывающие и газонагнетательные, которые размещают, как показано на **рис. 1**.

Стволы газонагнетательных скважин проходят через нефтяную оторочку вблизи ВНК. На начальном этапе возможна их эксплуатация в режиме отработки на нефть с переводом под закачку сухого газа по факту достижения заданных технологических ограничений (газовый фактор или обводненность). Размещение газодобывающих скважин предполагается несколько выше ГНК, что позволит обеспечить одновременный отбор газа, содержащегося в нем конденсата и нефти, которая будет поступать в скважину в испаренном виде. Фактически, предложенная технология реализует известный сайклинг-процесс (*cycling process*) в газовой шапке с вовлечением в разработку нефтяной оторочки. Это возможно в случае, если нефть по своему генезису и компонентному составу близка к содержащемуся в газе конденсату. При этом, как уже отмечалось, давление в сухом газе должно превышать критическое давление испарения, содержащихся в нефти компонентов, т.е. быть выше начального пластового.

Практика проведения и обсуждения тестовых расчетов требует предварительного введения, которое отражает освещение основополагающих вопросов **теории испарения нефти**.

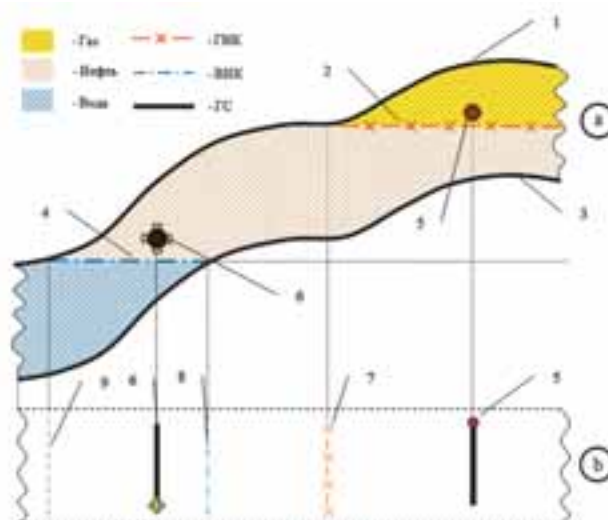
Известно, что испарением называется фазовый переход из жидкого состояния в газообразное. С точки зрения молекулярно-кинетической теории, испарение – это процесс, при котором с поверхности жидкости вылетают наиболее быстрые молекулы, кинетическая энергия которых превышает энергию их связи с остальными молекулами жидкости. Это приводит к уменьшению средней кинетической энергии оставшихся молекул, т.е. к охлаждению жидкости (если нет подвода энергии

от окружающих тел) [1]. Процесс испарения нефти по своей физической природе обратен симметричен процессу выпадения конденсата и, в общем случае, должен быть обратим. Система нефть-газ в пласте в начальный момент времени находится в равновесии для каждого компонента в отдельности и для всей системы в целом. Любое изменение давления или компонентного состава какой-либо фазы может выводить эту систему из равновесия. Поэтому смена компонентного состава газовой фазы приведет к нарушению фазового состояния компонента нефти. Постановка задачи расчета фазового равновесия системы пар-жидкость детально описана в работе [2]. Исходными данными являются: давление p , температура T и компонентный мольный состав смеси z_i ($i = 1, N$). Задача решена, если найдены мольные доли V, L и составы газовой y_i и жидкой x_i ($i = 1, N$) фаз, на которые разделяется исходная смесь при заданных термобарических условиях и компонентном составе. Таким образом, требуется определить значения $2N+2$ переменных. Соответствующая система $2N+2$ уравнений имеет вид:

$$\begin{cases} f_{i,L} - f_{i,V} = 0, \\ x_i L + y_i V - z_i = 0, \\ \sum_{i=1}^N y_i - 1 = 0, \\ L + V = 1 \end{cases} \quad (1)$$

Рис. 1.

Размещение скважин в нефтяной оторочке при закачке сухого газа: 1 – кровля пласта, 2 – ГНК, 3 – подошва пласта, 4 – ВНК, 5 – газодобывающая скважина, 6 – газонагнетательная скважина, 7 – внешний ГНК, 8 – внутренний ВНК, 9 – внешний ВНК



Параметр	Ед.изм	Значение
Абсолютная пористость коллектора	д.ед.	0,112
Абсолютная проницаемость коллектора по латерали	мДарси	22
Абсолютная проницаемость коллектора по вертикали	мДарси	2,5
Начальное пластовое давление на ГНК	кгс/см ²	198
Давление насыщения на ГНК	кгс/см ²	198
Коэффициент вытеснения нефти водой	д.ед.	0,51
Коэффициент вытеснения нефти газом	д.ед.	0,81
Начальное газосодержание нефти	м ³ /т	89
Начальное содержание конденсата в пластовом газе	г/м ³	165
Вязкость нефти в пластовых условиях	сП	1,00
Плотность нефти в поверхностных условиях	кг/м ³	861
Вязкость воды в пластовых условиях	сП	0,3
Плотность воды в поверхностных условиях	кг/м	1009
Средняя эффективная толщина газовой шапки	м	22
Средняя эффективная толщина нефтяной оторочки	м	8
Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м	20

Таблица 1.

Геолого-физическая характеристика нефтяной оторочки, исследуемого месторождения

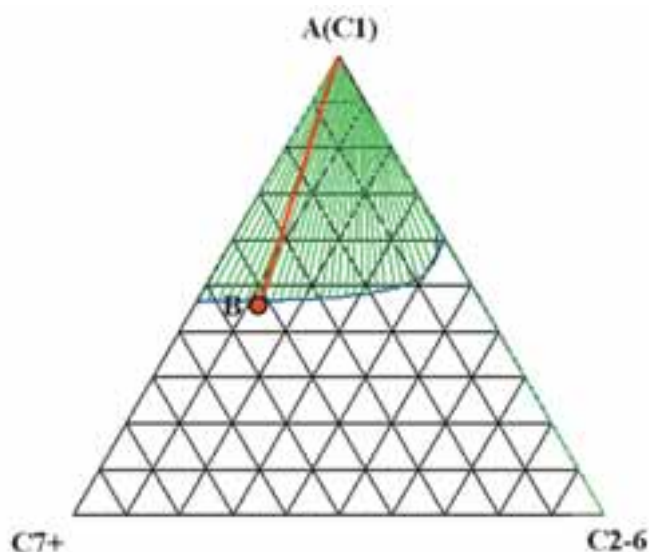
В системе (1) первые N уравнений описывают условия термодинамического равновесия – равенство летучестей компонентов в сосуществующих газовой и жидкой фазах. Следующие N уравнений описывают материальный баланс компонентов в фазах. Летучести компонентов в газовой f_{iV} и жидкой f_{iL} фазах рассчитываются на основе известных термодинамических соотношений с использованием уравнений состояния фаз [2]:

$$\ln\left(\frac{f_i \cdot x_i}{p}\right) = -\ln(Z - B) + A \cdot \left(2 \cdot \frac{S_i}{A} - \frac{B_i}{B}\right) \cdot \ln\left\{\frac{Z + m2B}{Z + m1B}\right\} + \frac{B_i}{B \cdot (Z - 1)} \quad (2)$$

Рис. 2.

Тентрарная диаграмма с компонентным составом нефти оторочки при давлении 20 МПа и температуре 50 °С

Компоненты	% МОЛ.
Диоксид углерода	0,598
Метан	44,889
Этан	1,594
Пропан	1,334
Изо-Бутан	0,641
Н-Бутан	0,226
Изо-Пентан	0,396
Н-Пентан	0,109
Гексаны (C ₆)	1,396
Гептаны (C ₇)	5,671
Октаны (C ₈)	4,109
Нонаны и выше (C ₉₊)	39,037



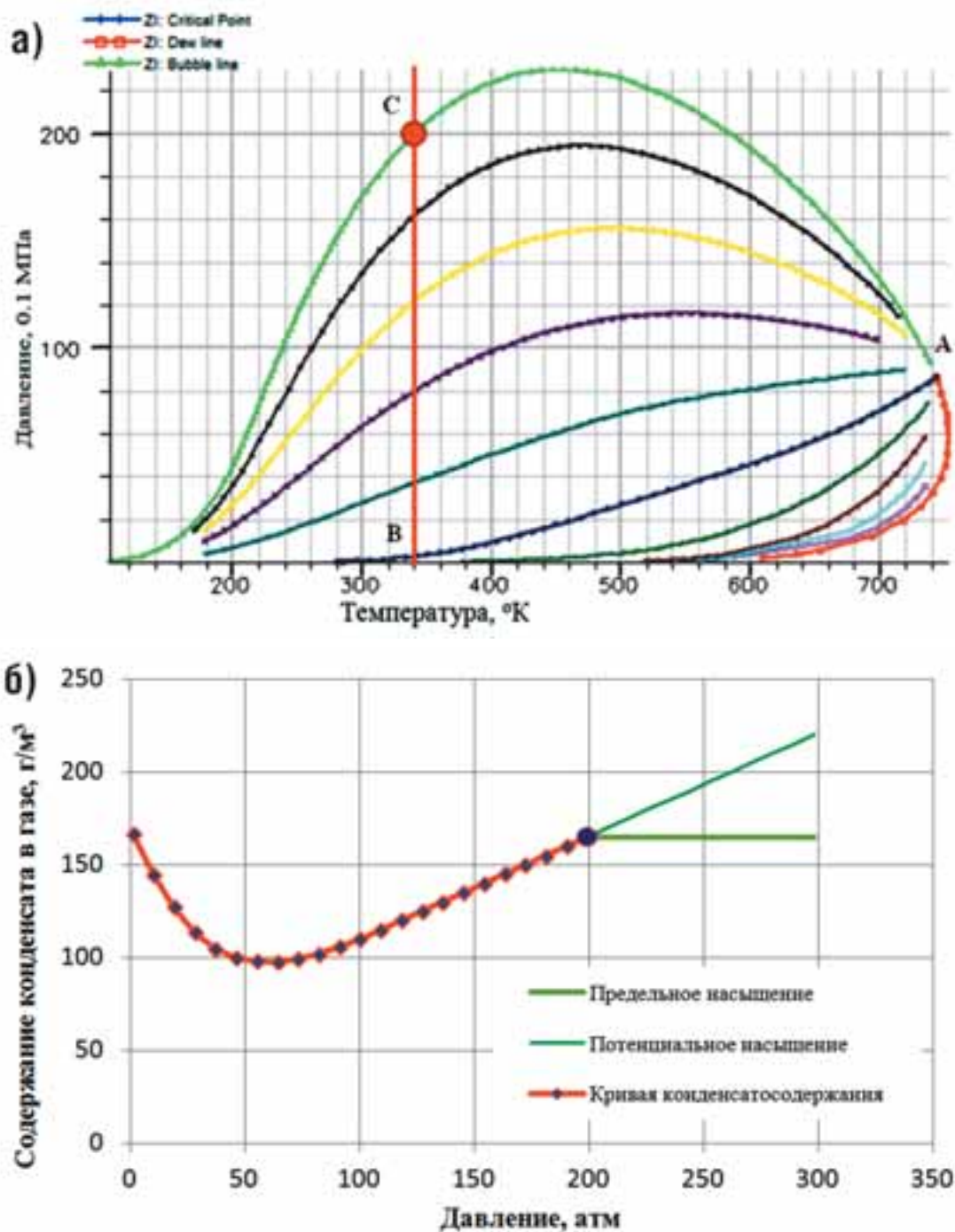


Рис. 3. Графики изоплер на фазовой диаграмме нефти оторочки – а; изотерма испарения (конденсации) – б

метан, то равновесие нарушится и произойдет испарение «жирных» компонент.

Решение задачи об испарении нефти в газ

В качестве примера расчета выбрано одно из крупных месторождений Западной Сибири,

геолого-физическая характеристика нефтяной оторочки которого приводится в **табл. 1**.

Компонентный состав (КС) и соответствующая ему тентрарная диаграмма нефти оторочки представлены на **рис. 2**. Зеленая область – многофазная зона, красная линия АВ соединяет компонентный состав закачива-

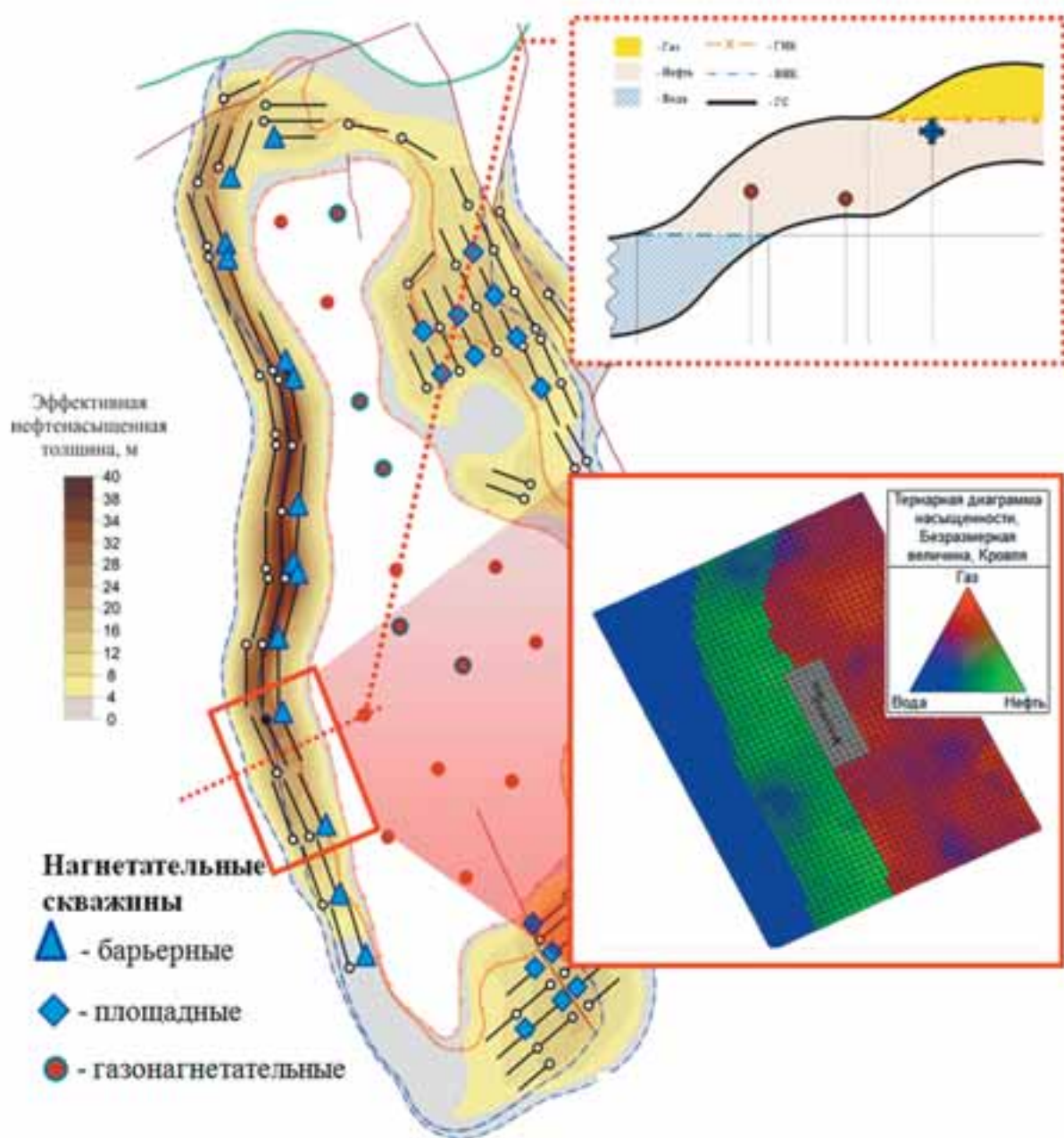


Рис. 4. Размещение и сектор моделирования на карте эффективных нефтенасыщенных толщин и проектные решения изучаемого объекта

емого газа (метан) с КС оторочки. Как видно из диаграммы, в начальных условиях система находится в равновесии, и любое изменение давления приведет к изменению КС, т.е. либо выпадению из газа конденсата, либо испарению нефти в газ.

Фазовая диаграмма нефти и изотерма конденсации газа приведены на **рис. 3**. Согласно диаграмме, нефть оторочки находится в начальных PVT условиях в равновесном состоянии. В сухой газ потенциально, при

пластовом давлении в 200 атм и температуре в 50 °С, может испариться 165 г/м³ нефти оторочки.

Повышение давления закачки приводит к увеличению потенциала испарения. При давлении закачиваемого газа в 300 атм потенциальное содержание испаренной нефти может соответствовать значению 220 г/м³ (**рис. 3б**).

Для проведения сопоставительных расчетов и оценки эффективности сайклинг-процесса в оторочке нефти была создана сектор-

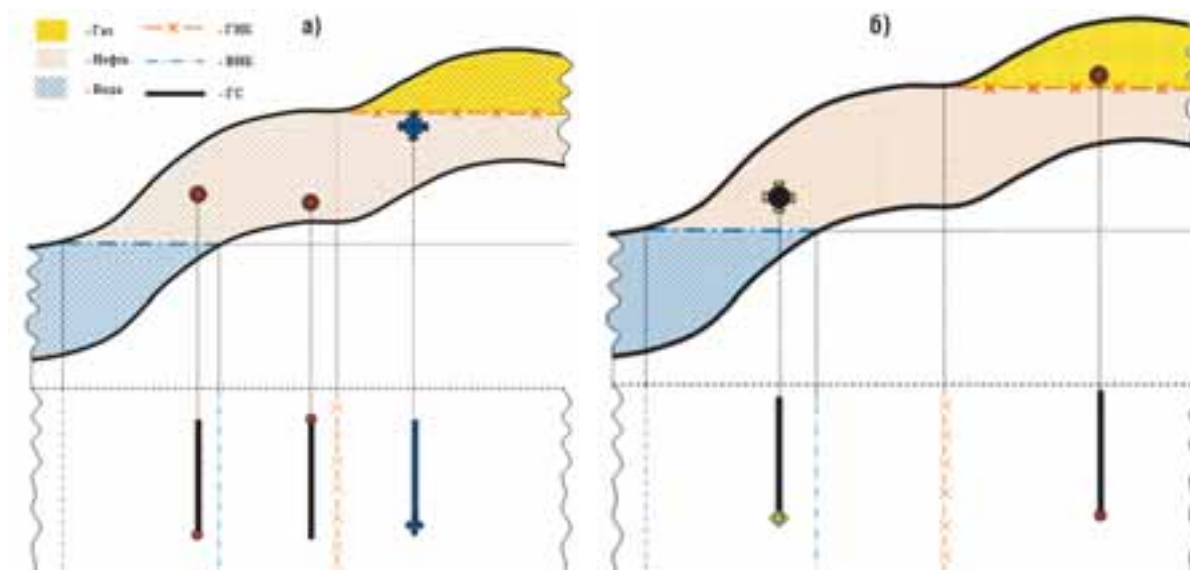


Рис. 5. Моделирование двух вариантов: а – «классический» вариант с барьером нагнетательных скважин около ГНК, б – авторский метод с закачкой сухого газа

ная композиционная модель (17 компонент) в гидродинамическом симуляторе *TNavigator* © *RFD*. Процессы фазовых переходов нефти в газ моделировались с использованием математической модели PVT, настроенной на лабораторные физико-химические исследования.

Сектор расположен в юго-западной части залежи (рис. 4) и содержит в себе фрагмент утвержденной в «Технологической схеме разработки», системы разработки, состоящей из двух рядов добывающих скважин и ряда барьерных водонагнетательных скважин. Аналогичные барьерные системы детально изучались в работах [3, 4], где подчеркивалось, что их эффективность будет обеспечиваться только при сохранении равенства давления в нефтяной и газовой части пласта, что реализовать на практике не всегда возможно.

На первом этапе расчетов производилось моделирование и сравнение двух вариантов, представленных на рис. 5. В варианте «а» рассматривается классическая схема, которая предполагает размещение барьерных скважин на внутреннем контуре ГНК – это то технологическое решение, в соответствии с которым предполагается разрабатывать залежь в настоящее время по утвержденному ПТД. Вариант «б» – альтернатива сложившейся практике.

На рис. 6 представлены профили выработки, которые отражают принципиальные различия и преимущества авторского подхода в решении задачи разработки «тонких» оторочек нефти в подгазовых зонах.

В случае барьерного заводнения в газовую часть залежи внедряется 30% подвижной нефти, которая донасыщает газовые интервалы, формируя остаточную нефтенасыщенность. Добыча нефти на добывающую скважину в этом случае не превышает 150–200 тыс. т, что для условий Крайнего Севера и геолого-физических характеристик объекта является неэффективным (при соотношении добывающих и нагнетательных скважин 1 к 2). Коэффициент нефтеотдачи характеризуется крайне низкими значениями (0,11–0,15), которые существенно ниже величины (0,20), соответствующей технологической политике и экономике продаж по согласованному варианту развития.

В случае принудительного испарения, но главное – вытеснения нефти газом, достигается, с одной стороны, снижение остаточной нефтенасыщенности с 30 до 8%, с другой стороны, извлечение нефти, обусловленное испарением легких компонентов и обогащением сухого газа. Коэффициент нефтеизвлечения в этом случае существенно выше (на 20–30%). Добыча нефти на скважину, которая в том числе отбирает и газ газовой шапки на начальном этапе ввода месторождения, так и по завершении разработки нефтяной оторочки, весьма значительна (250–300 тыс. т). Характерно, что на 1000 м³ газа высокого давления, который закачивается в пласт, добывается 130–150 т нефти, значительная доля которой (60%) – за счет сепарации тяжелых компонент из газа.

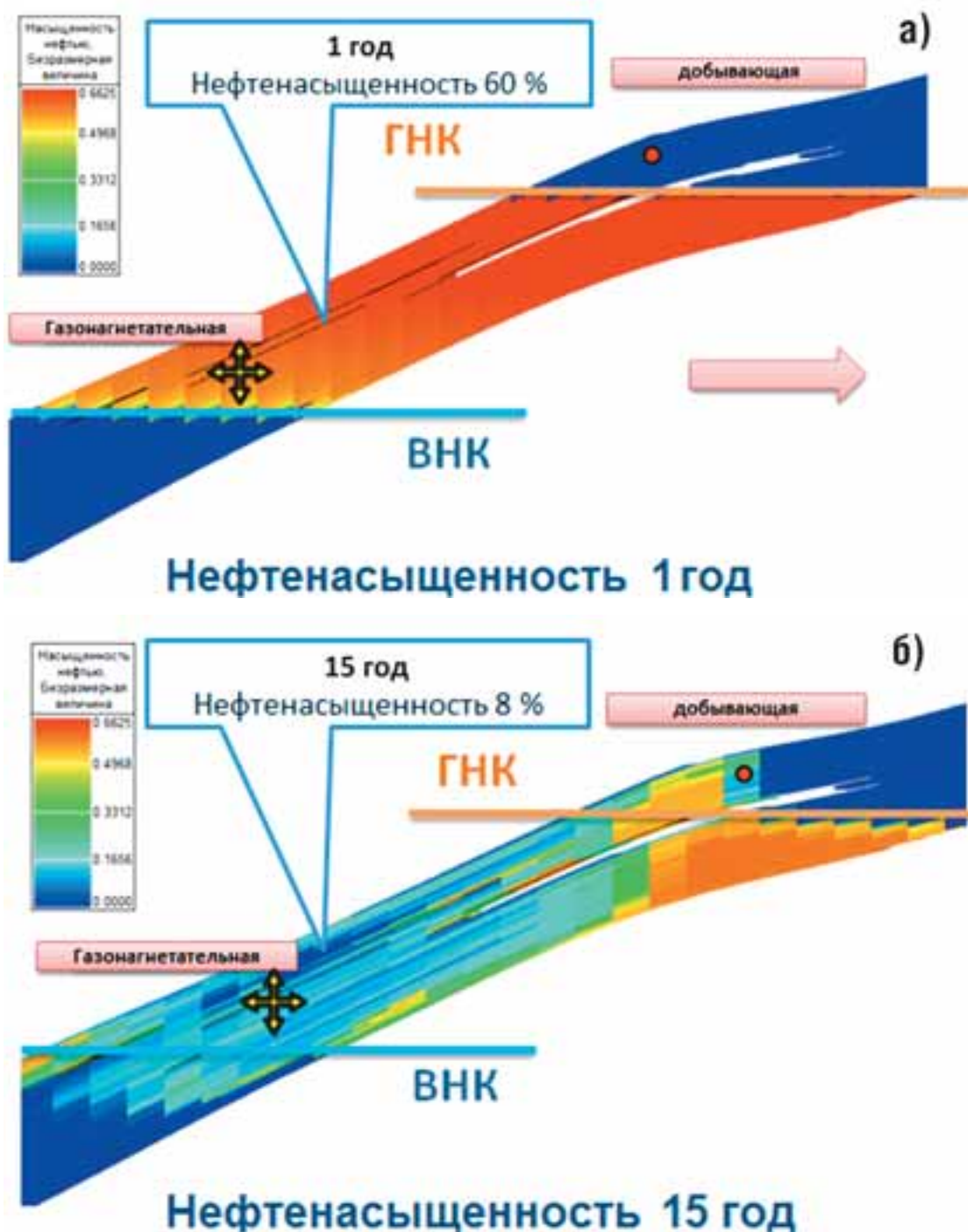
На *рис. 7* показано сравнение динамики извлечения углеводородов по вариантам.

Согласно варианту с барьерным заводнением («а»), на начальной стадии разработки за счёт размещения эксплуатационных добывающих скважин в максимальных

эффективных толщинах нефтяной оторочки, обеспечивается большая добыча жидких УВ. Однако уже после непродолжительного периода (2 года) авторский вариант обеспечивает стабильные темпы отбора нефти с ожидаемой эффективностью предложенной технологии

Рис. 6.

Снижение остаточной нефтенасыщенности при «продувке» коллектора сухим газом; а – начальный момент времени; б – результат «продувки» через 20 лет



№ Вар.	Накопленная добыча нефти, тыс.м ³	Накопленная добыча конденсата, тыс.м ³	Накопленная добыча воды, тыс.м ³	Накопленная закачка воды, тыс.м ³	Накопленная закачка газа, млн.м ³	ВНФ	КИН конечный, д.ед.	КИК конечный, д.ед.	Чистый доход, млн.р.
«а»	1 060	488	3 871	4 731	0	4,5	0,127	0,721	-4 099
«б»	1 377	558	0	0	2 451	0,0	0,165	0,825	9 852

20–30%, при сокращении затрат на бурение дополнительных скважин.

При сравнении технико-экономических показателей приняты следующие ограничения: предельная обводненность продукции 98%, дебит газа не ниже значения в 500 м³/сут. Завершение прогнозных расчетов соответствует моменту отключения всех добывающих скважин.

Интересной особенностью варианта с испарением нефти является то, что на начальном этапе осуществляется добыча конденсата из газовой скважины, фронт процесса испарения не имеет масштабного характера в виду того, что газ закачки прорывается по узким каналам (рис. 6). На следующем этапе доля «сухого» газа закачки в продукции газовой скважины растет, и добыча испаренной нефти начинает превалировать над добычей конденсата. Коэффициент извлечения конденсата в варианте с «сайклингом» тоже выше, по понятным причинам. Минусом варианта с барьером является и то, что необходимо размещать дополнительную газовую скважину после отработки оторочки для добычи конденсата и газа, что существенно утяжеляет экономику проекта. На первый взгляд, может показаться, что столь существенное различие в экономике (вариант «а» минус 4 млрд руб., вариант «б» – плюс 9 млрд руб.) при незначительно отличающихся накопленных показателях – весьма странный факт, однако стоит учесть, что в варианте «б» монетизация газа и конденсата начинается одновременно с нефтью, сокращая срок разработки объекта при увеличении рентабельности проекта в целом.

Таблица 2.
Сопоставление результатов расчетов

Выводы

Предлагаемая технология, сочетающая преимущества вытеснения нефти газом высокого давления с сайклинг-процессом извлечения жидких углеводородов, позволяет при сокращении объемов эксплуатационного бурения на организацию барьерного заводнения эффективнее организовать разработку нефтяных оторочек и повысить коэффициент извлечения нефти до 20%.

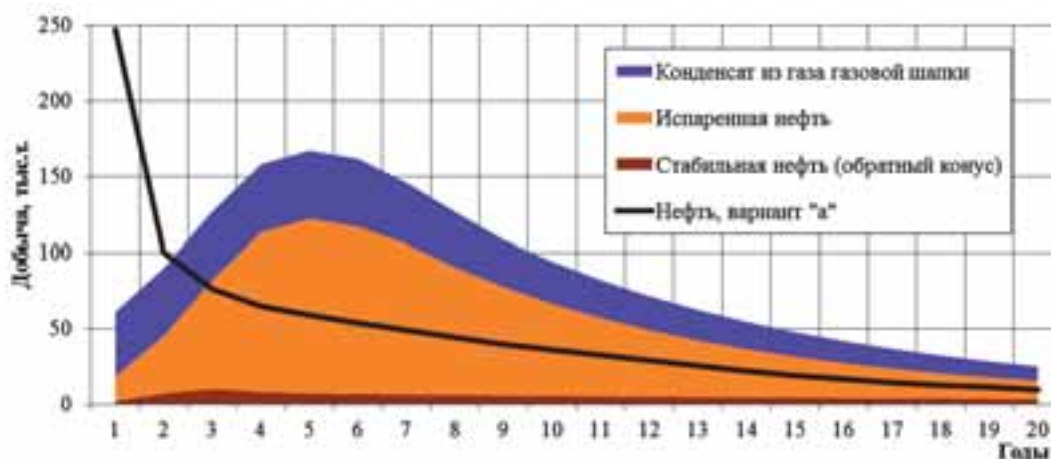
Метод позволяет одновременно разрабатывать нефтяную оторочку и газовую шапку, повышая общую рентабельность проекта.

Важным условием применимости метода является требование общности компонентного генезиса нефти, газа и конденсата (нефть содержит много легкоиспаряемых компонент C₅-C₁₂).

Технология открывает перспективы для разработки тонких нефтяных оторочек, запасы которых либо консервируются, либо безвозвратно теряются. ¹⁰

Рис. 7.

Динамика добычи нефти по классическому и авторскому варианту



Литература

1. Резибуа П., Де Ленер М. Классическая кинетическая теория жидкостей и газов. М.: Мир. 1980.
2. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль. 2002.
3. Патент 2442882 РФ, МПК E21B43/20. Способ разработки нефтяной оторочки краевого типа / Заявители Дмитриевский А.Н., Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Аникеев Д.П.; патентообладатель Институт проблем нефти и газа РАН; опубл. 20.02.2012.
4. Патент № 2127801 РФ МПК E21B43/20. Способ разработки нефтегазовых залежей / Заявители Романов А.С., Шандрыгин А.Н.; патентообладатель ОАО «Запсибгазпром»; опубл. 20.03.1999.
5. А.С. 1538595, МКИ E 21 B 43/22. Трофимов А.С., Ваггел А.А. и др. Способ разработки месторождения углеводородов. 1988.

UDC 622.279.23

M.U. Danko, Reservoir Modeling Expert, «Tyumen Oil and Gas Institute» LLC¹, danko@togi.ru
L.S. Brilliant, PhD, Corresponding Member of the RANS, Director General, «Tyumen Oil and Gas Institute» LLC¹, ting@togi.ru
V.N. Arkhipov, Deputy Head of Department, «Tyumen Oil and Gas Institute» LLC¹, arkipovvn@togi.ru
D.V. Grandov, Head of Department, «Tyumen Oil and Gas Institute» LLC¹, grandovdv@togi.ru

¹64, Gercen street, Tyumen, 625000, Russia

The oil deposits of complex structure oil rim and under-gas-cap zone development on the basis of oil evaporation into the injected dry gas

Abstract. The resources of the majority of energy companies include fields which deposits are complicated by extensive gas-cap with thin oil rim. The problem of effective complex development of such reserves lies in the fact that any pressure reduction in gas-cap leads to oil migration into «dry» reservoir gas space, where oil becomes immobile and its recovery by means of traditional methods is impossible. The majority of known approaches of oil rims and under-gas-cap zones development are connected with the search of gas breakthrough prevention ways. Drawdown pressure reduction and barrier rows of injection wells placement are suggested as tools of it. But at the same time, barrier water flooding and drawdown pressure reduction of the production wells naturally makes the procuring of cost-effective recovery impossible, applied to the oil rims with low density mobile OOIP. A significant disadvantage of oil migration limiting method lies in the fact of necessity of gas-cap reserves involving into recovery only after the oil rim reserves recovery is finished; this fact deteriorates project economics and, after all, predetermines temporary greasing of facilities until macroeconomic conditions are changed. Authors of this paper suggest brand new method of «thin» oil rims developments based on the oil evaporation into the dry gas; this method includes the possibility of residual oil recovery jointly with gas-cap reserves recovery or after the moment it is finished.

Keywords: oil rims development; difficult oil; physical enhanced oil recovery methods; horizontal wells development scheme.

References

1. Rezibua P., De Lener M. *Klassicheskaja kineticheskaja teoriia zhidkosti i gazov* [Classical kinetic theory of liquids and gases]. Moscow, Mir Publ., 1980.
2. Brusilovskii A.I. *Fazovye prevrashcheniia pri razrabotke mestorozhdenii nefiti i gaza* [Phase transformations in the development of oil and gas fields]. Moscow, Graal Publ., 2002.
3. Dmitrievskii A.N., Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskii I.M., Anikeev D.P. *Sposob razrabotki neftianoi otorochki kraevogo tipa* [The process of development of the oil rim edge type]. Patent RF, no. 2442882, 2012.
4. Romanov A.S., Shandrygin A.N. *Sposob razrabotki neftegazovykh zalezhei* [The process of oil and gas deposits]. Patent RF, no. 2127801, 1999.
5. Trofimov A.S., Vaigel' A.A. i dr. *Sposob razrabotki mestorozhdeniia uglevodorodov* [Hydrocarbon field development method]. Patent, no. 1538595, 1988.