

# Методические вопросы гидродинамического моделирования водогазового воздействия и закачки газа

К.В. Казаков

ведущий инженер

[Kirill.Kazakov@Lukoil.com](mailto:Kirill.Kazakov@Lukoil.com)

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

**В статье сделан обзор физических процессов, происходящих в нефтяном пласте при фильтрации нефти, воды и газа. Рассмотрены специальные вопросы, которые могут возникать в ходе создания моделей для расчёта закачки газа и ВГВ, и анализа полученных результатов. Также рассмотрены вопросы задания управляющих параметров для добывающих и нагнетательных скважин. Даны методические рекомендации по моделированию закачки газа и ВГВ.**

## Материалы и методы

Для моделирования ВГВ могут применяться модель black oil, модель Тодда-Лонгстаффа и композиционная модель. Поведение относительных фазовых проницаемостей флюидов зависит от способа учёта гистерезиса (методы Carlson'a, Killough'a и др. или без учёта гистерезиса), способа расчёта трёхфазной относительной фазовой проницаемости по нефти (методы Stone I, Stone II, линейной интерполяции) а также от того, учитывается ли влияние поверхностного натяжения между нефтью и газом. Для учёта в модели ограничений по подъёму на устье скважины пластовой продукции с высоким газовым фактором может использоваться интерполяционный метод VFP-таблиц.

## Ключевые слова

водогазовое воздействие, закачка газа, повышение нефтеотдачи, гидродинамическое моделирование

Водогазовое воздействие (ВГВ) на нефтяной пласт применяется с целью повышения нефтеотдачи (по сравнению с заводнением и закачкой газа). Дополнительным преимуществом ВГВ является возможность утилизации попутного газа. Для осуществления ВГВ и закачки газа требуется создание капиталоемкой системы поверхностного оборудования, которое может включать установку подготовки газа, компрессорные или насосно-бустерные установки, газопроводы (возможно, с локальным подогревом для предотвращения гидратообразования [1]). Повышенные требования предъявляются к герметичности устьевого арматуры и эксплуатационной колонны нагнетательных скважин, которые должны быть способны работать при высоких давлениях газа [2, 3]. При фильтрации в пористой среде нефти, воды и газа в той или иной степени будут проявляться рассмотренные ниже нетривиальные физические явления. Поэтому для технико-экономической оценки целесообразности внедрения ВГВ и минимизации рисков требуется достоверный расчёт технологических показателей с применением гидродинамических моделей, корректно учитывающих все происходящие в пласте физические процессы: массообмен между нефтью и газом, гистерезис относительных фазовых проницаемостей (ОФП), замещение остаточной нефти захваченным газом, влияние поверхностного натяжения на остаточную нефтенасыщенность, комплексное влияние этих эффектов на остаточную нефтенасыщенность закачки газа и ВГВ, отклонение реальной компенсации отбора закачкой от целевой из-за сжимаемости газа.

## Физические процессы, происходящие в пласте

### Массообмен между нефтью и газом.

Изменение компонентного состава нефти и газа происходит за счёт растворения газа в нефти, испарения нефти в газ, а также за счёт массообмена внутри каждой фазы за счёт течения (например, переток фазы между ячейками, в которых компонентный состав фазы различен) и диффузии.

В зависимости от термобарических условий пласта, а также компонентного состава нефти и закачиваемого газа, вытеснение может проходить в режиме газовой репрессии, ограниченной растворимости и режиме смешивающегося вытеснения [4].

При газовой репрессии нефть и газ находятся в равновесии, их компонентные составы не меняются, а вытеснение нефти происходит только за счёт механического выталкивания газом. В режиме ограниченной растворимости газ растворяется в нефти, нефть с некоторой интенсивностью испаряется в газ, но поверхность раздела фаз между нефтью и газом сохраняется.

При многоконтантном смешивании между нефтью и газом образуется переходная зона переменного компонентного состава — область смеси. На передней границе области смеси (ближе к добывающей скважине) компонентный состав соответствует составу пластовой нефти, а на задней границе (ближе к нагнетательной скважине) — составу закачиваемого газа. Газ плавно переходит в нефть, поверхность раздела фаз между ними отсутствует. При одноконтантном смешивании закачиваемый газ в пластовых условиях сжижается и образует с нефтью единую фазу.

Смешивающееся вытеснение может обеспечивать снижение остаточной нефтенасыщенности практически до нуля, но оно не всегда достижимо. Требуется достаточно жирный газ и достаточно лёгкая нефть или достаточно высокое пластовое давление.

Изменение компонентного состава нефти и газа за счёт массообмена приводит к изменению плотности, вязкости, а также поверхностного натяжения между нефтью и газом. Этот процесс существенно влияет на нефтеотдачу. Остаточная нефть, за счёт её объёмного расширения при растворении в ней газа, частично выходит за пределы тупиковых и обойдённых водой и газом пустот. Это делает часть остаточной нефти подвижной. Снижение вязкости нефти при растворении в ней газа и соответствующий рост соотношения вязкостей вытесняющего и вытесняемого флюидов, стабилизирует фронт вытеснения и повышает коэффициент охвата.

### Гистерезис относительных фазовых проницаемостей (ОФП).

При обычном заводнении в нефтяном пласте происходит однонаправленное изменение насыщенностей. Водонасыщенность только возрастает, нефтенасыщенность только снижается. Но при закачке оторочек воды и газа происходит чередование роста и снижение насыщенности смачивающей фазы: процесс пропитки чередуется с процессом дренирования. Это приводит к проявлению эффекта гистерезиса ОФП.

Трёхфазная фильтрация с разнонаправленными изменениями насыщенностей имеет достаточно сложную механику. Для учёта гистерезиса применяются разные модели, которые можно разделить на две категории (применительно к гидрофильному коллектору; при этом для гидрофобного коллектора в следующих дальше утверждениях нефть и воду следует поменять местами, так как смачивающей фазой будет нефть):

- «обычный» гистерезис, который предполагает, что ОФП воды зависит только от насыщенности воды и истории её изменения, а ОФП газа зависит только от насыщенности газа и истории её изменения [5];

- «гистерезис при ВГВ», который предполагает, что ОФП воды и ОФП газа зависят от насыщенности воды и газа в комплексе [6].

ОФП нефти, как фазы промежуточной смачиваемости, зависит не только от насыщенности нефти, но и от насыщенностей других фаз (при любом способе моделирования трёхфазной фильтрации, в т.ч. без учёта гистерезиса).

Основное следствие гистерезиса ОФП состоит в том, что после закачки воды в коллектор, в котором присутствует свободный газ, остаточная газонасыщенность увеличивается (такой газ называется «захваченным» водой), а ОФП газа снижается (рис. 1).

Появление насыщенности захваченного газа в околоскважинной зоне пласта может приводить к снижению приёмности нагнетательной скважины по воде [8], но также может способствовать выравниванию профиля приёмности в слоисто-неоднородном коллекторе.

**Замещение остаточной нефти захваченным газом.** Поскольку и нефть, и газ являются несмачивающими фазами в гидрофильном коллекторе, то и остаточная нефть и захваченный водой (остаточный) газ стремятся находиться в одних и тех же участках пор. Это значит, что остаточная нефть и захваченный газ будут «конкурировать» за одни и те же участки пор, и рост насыщенности захваченного газа может снижать остаточную нефтенасыщенность, замещая остаточную нефть (рис. 2) [9]. Для учёта этого эффекта в некоторых симуляторах есть

специальные опции. Кроме этого, метод Stone II для трёхфазной ОФП нефти воспроизводит этот эффект без дополнительных модификаций (рис. 3). Однако в общем случае это не гарантирует, что именно метод Stone II будет наилучшим образом воспроизводить особенности фильтрации нефти для того или иного конкретного пласта.

**Влияние поверхностного натяжения на остаточную нефтенасыщенность.**

Снижение поверхностного натяжения между нефтью и газом приводит к росту коэффициента вытеснения. При нулевом поверхностном натяжении обе фазы движутся как одна, а остаточная насыщенность в двухфазной области отсутствует. В симуляторах, чтобы учесть этот эффект, требуется указать, при каком поверхностном натяжении получены заданные базовые кривые ОФП в системе нефть – газ. Далее, на основе оценки текущего поверхностного натяжения (в зависимости от давления, от компонентного состава или от доли растворителя) производится интерполяция между базовыми кривыми ОФП и линейными диагональными кривыми (рис. 4). Этот эффект может учитываться в модели Тодда-Лонгстаффа и в композиционной модели.

**Специальные вопросы при закачке газа**

**Эффект высокой степени прокачки.** Рассмотрим элемент разработки: нагнетательную скважину и окружающие добывающие скважины. Допустим, в процессе разработки в нагнетательную скважину газ был закачан в объёме одного порового объёма элемента

разработки (в пластовых условиях). Из геометрических соображений очевидно: чтобы попасть в удалённые участки пласта, газ сначала должен преодолеть участок пласта вблизи нагнетательной скважины [10]. Рассмотрим участок пласта в радиусе 10 м вокруг нагнетательной скважины. Весь закачанный газ прошел через этот участок. Если площадь элемента разработки  $1000 \times 1000 \text{ м}^2$ , то в 10-метровом участке пласта вокруг нагнетательной скважины степень прокачки газом составит  $(1000 \cdot 1000) / (3.14 \cdot 10^2) = 3183$  поровых объёмов. Это существенно больше, чем степень прокачки, достигаемая в экспериментах на ядрах по определению коэффициента вытеснения. Даже тяжелые компоненты нефти обладают хоть и очень низкой, но всё же не нулевой летучестью и могут медленно испаряться в газ. Даже если  $1 \text{ м}^3$  газа уносит с собой мизерную долю нефти, при степени прокачки в несколько сотен и тысяч поровых объёмов, суммарный объём испарившейся нефти может быть значительным. Это будет выражаться в пониженной остаточной нефтенасыщенности в области пласта вокруг нагнетательной скважины, что будет при прочих равных условиях увеличивать коэффициент приёмности. Однако этот эффект может воспроизводиться со значительными перегибами.

**Снижение остаточной нефтенасыщенности до нуля при закачке газа.**

Композиционная гидродинамическая модель, во-первых, предполагает мгновенность массообмена и достижение состояния фазового равновесия; во-вторых, в массообмене,

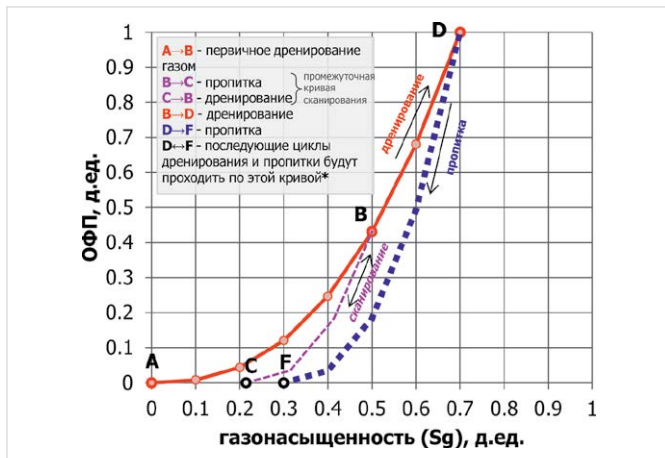


Рис. 1 — Гистерезис ОФП газа (кривая сканирования рассчитана по методу Carlson'a [7])

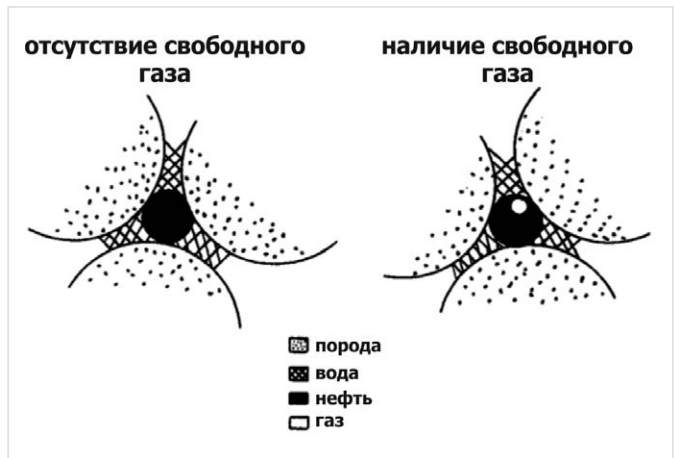


Рис. 2 — Схема размещения воды, газа и остаточной нефти в поровом пространстве (рис. из [9])

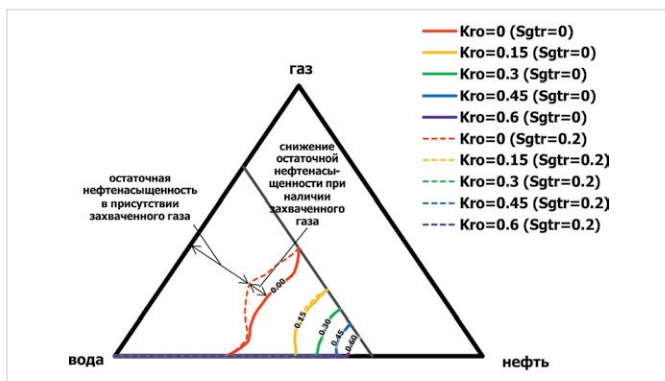


Рис. 3 — Влияние насыщенности захваченного газа на остаточную нефтенасыщенность по методу Stone II

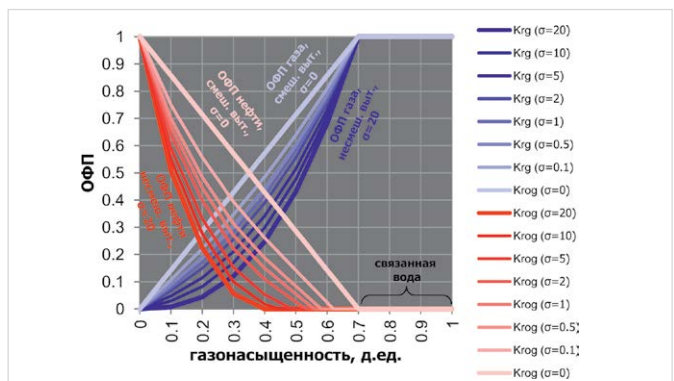


Рис. 4 — Типичное изменение ОФП в системе «нефть–газ–связанная вода» в зависимости от поверхностного натяжения (расчёт)  $K_{rog}, K_{roг}$  — относительная проницаемость по газу и по нефти  $\sigma$  — поверхностное натяжение между нефтью и газом (дин/см)

по умолчанию, участвует весь объём нефти и газа, насыщающий ячейку. В реальности площадь контакта между нефтью и газом может быть очень ограниченной, и процесс массообмена будет происходить медленно. Кроме этого, некоторая доля нефти в ячейке в реальности будет экранирована от газа водой. Поэтому композиционная модель может значительно завышать интенсивность массообмена и долю объёма фаз, в нём участвующих.

При моделировании это может приводить к тому, что в некоторых ячейках модели вся нефть испарится в прокачиваемый через ячейки газ. Хотя теоретические и экспериментальные данные свидетельствуют, что вытеснение должно проходить в режиме ограниченной растворимости.

#### Компенсация отбора закачкой газа.

Симулятор определяет компенсацию, исходя из дебита и приёмности при термобарических условиях на забое добывающих и нагнетательных скважин. При этом давление в ячейках, вскрытых нагнетательными скважинами, обычно выше, чем в ячейках, вскрытых добывающими скважинами. Из-за высокой сжимаемости газа заданная целевая компенсация 100% при пересчёте на средние пластовые условия окажется существенно выше (рис. 5). Пусть объём закачиваемого газа на забое нагнетательной скважины составляет 10 м<sup>3</sup>. В межскважинном пространстве давление ниже, газ расширится, и его объём составит 15 м<sup>3</sup>. Пусть объём газа на забое добывающей скважины составляет те же 10 м<sup>3</sup>. В межскважинном пространстве давление было выше, этот газ там был более сжат, и его объём составлял 5 м<sup>3</sup>. Таким образом, после прорыва газа целевая компенсация отбора закачкой 100% приведет к тому, что газа будет закачиваться в 3 раза больше, чем добывается. Из-за этого среднее пластовое давление будет расти.

Однако рост среднего пластового давления начинается только с момента прорыва газа в добывающую скважину. До этого момента оно будет падать. Это обусловлено тем, что газ имеет очень низкую вязкость и высокую сжимаемость, поэтому потери давления (и градиент давления) в части пласта, где фильтруется газ, будут очень низкими. До момента прорыва газа весь закачанный газ

остаётся в пласте. При этом между нагнетательной скважиной и фронтом газа давление практически не меняется из-за малой вязкости газа и его высокой упругости.

Для демонстрации был сделан расчёт на секторной модели элемента симметрии пятиточечной системы. Моделировалась закачка газа со 100% компенсацией: закачка определялась для условий вскрытых нагнетательной скважиной ячеек, исходя из добычи в условиях вскрытых добывающей скважиной ячеек. Результаты расчёта показаны на рис. 6.

Обращает на себя внимание тот факт, что рост пластового давления не может продолжаться непрерывно, так как срывается ограничение по забойному давлению нагнетательной скважины (30 МПа).

#### Коэффициент вытеснения и остаточная нефтенасыщенность при закачке газа.

В нефтегазовой отрасли в РФ существует ОСТ для определения коэффициента вытеснения нефти водой [11], но не для вытеснения газом. Применение положений этого ОСТ для закачки газа может вызывать ошибки. ОСТ предусматривает две формулы для определения коэффициента вытеснения:

$$K_{\text{выт}} = \frac{V_{\text{н.подв}}}{V_{\text{н.нач}}} \quad (1)$$

$$K_{\text{выт}} = \frac{S_{\text{н.нач}} - S_{\text{н.ост}}}{S_{\text{н.нач}}} = \frac{1 - S_{\text{в.ост}} - S_{\text{н.ост}}}{1 - S_{\text{в.ост}}} \quad (2)$$

где  $K_{\text{выт}}$  — коэффициент вытеснения нефти, д. ед.;  $V_{\text{н.нач}}, V_{\text{н.подв}}$  — начальный объём нефти и объём подвижной нефти (т.е. объём нефти, извлечённой из керна в ходе эксперимента), приведённые к пластовым условиям, м<sup>3</sup>;  $S_{\text{н.нач}}, S_{\text{н.ост}}, S_{\text{в.ост}}$  — начальная нефтенасыщенность, остаточная нефтенасыщенность и остаточная водонасыщенность, д. ед.

Для заводнения обе формулы, не зависимо от их интерпретации, корректны и дают одинаковый результат, но для закачки газа это не так. Это обусловлено тем, что газ растворяется в нефти, увеличивая её объём [12]. Это делает часть остаточной нефти подвижной. Поэтому для закачки газа формулы (1) и (2) дадут разный результат (рис. 7).

Однако при создании гидродинамической модели задаётся не коэффициент вытеснения, а остаточная нефтенасыщенность как конечная точка на ОФП в системе «нефть–газ–связанная вода». Если для

пересчёта  $K_{\text{выт}}$  в  $S_{\text{н.ост}}$ , воспользоваться прямой формулой (2), то  $S_{\text{н.ост}}$  будет занижена (в примере на рис. 7 она составит 0,179 вместо 0,250). Это приведёт к завышению КИН при закачке газа. Здесь важно понимать, что гидродинамический симулятор обрабатывает концевые точки как есть, без каких-либо поправок на изменение объёмного коэффициента, что вполне логично.

Из сказанного может показаться, что целесообразно в экспериментах по вытеснению нефти газом определять не  $K_{\text{выт}}$ , а непосредственно  $S_{\text{н.ост}}$ . Например, путём прямого замера или пересчёта по материальному балансу. Но и это может привести к результатам прямого учёта, непригодным в гидродинамической модели. Самый простой пример — после прокачки газа и достижения остаточной нефтенасыщенности можно снизить давление. Газ выделится из нефти, объём нефти уменьшится и остаточная нефтенасыщенность снизится, а коэффициент вытеснения, если определять его по формуле (2), возрастёт. Дополнительной нефти извлечено не будет.

#### Коэффициент вытеснения нефти при ВГВ.

Остаточная нефтенасыщенность при трёхфазной фильтрации будет различной для разных сочетаний насыщенностей воды и газа. Вдобавок к этому на остаточную нефтенасыщенность будет влиять гистерезис ОФП, насыщенность захваченного газа и поверхностное натяжение между нефтью и газом. Поэтому напрямую внести в гидродинамическую модель «остаточную нефтенасыщенность при ВГВ» не представляется возможным.

#### Управляющие параметры при моделировании закачки газа и ВГВ

**Управляющие параметры добывающих скважин.** При заводнении в дополнение к ограничению по минимальному дебиту нефти применяется ограничение по обводнённости (обычно 98%). При закачке газа и ВГВ система ограничений сложнее. Во-первых, применяется ограничение по предельному газовому фактору (газонефтяному отношению). Во-вторых, в зависимости от способа эксплуатации скважины и характеристик скважинных насосов могут существовать технические ограничения по

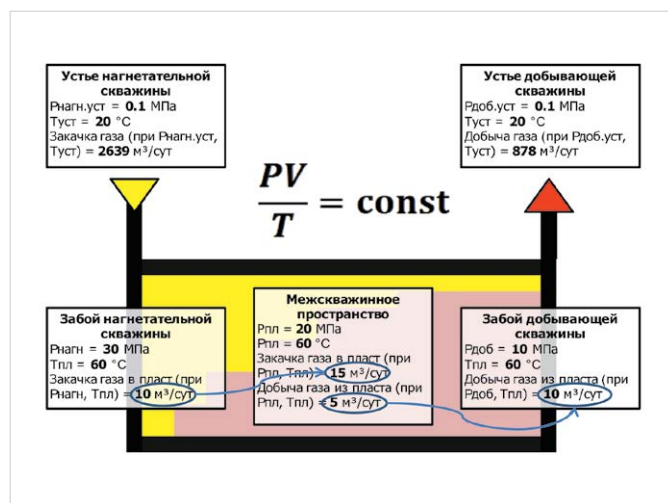


Рис. 5 — Изменение объёма газа на забое нагнетательной скважины, в межскважинном пространстве и на забое добывающей скважины

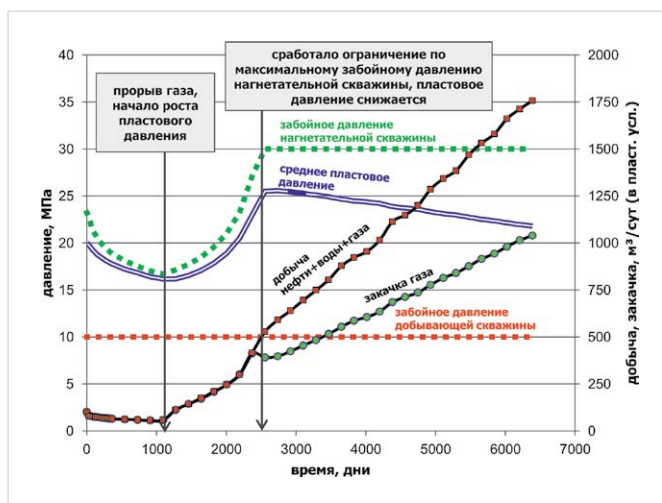


Рис. 6 — Результаты расчёта на гидродинамической модели элемента пятиточечной системы с закачкой газа при 100% компенсации отбора добывающей скважины

газожидкостному отношению.

Эксплуатация скважин с ЭЦН при очень высоком газожидкостном отношении может оказаться невозможной. Однако газированный поток может иметь пониженную плотность, обеспечивая фонтанную эксплуатацию. Но в этом случае может оказаться, что забойное давление, обеспечивающее подъём скважинной продукции на поверхность, должно быть существенно выше, чем при механизированной эксплуатации. Соответственно, депрессия на пласт и дебит будут меньше.

Гидродинамический симулятор по умолчанию не проводит расчёт течения в скважине. Всё, что поступает на забой скважины, поступает и на устье. Но в реальности может оказаться необходимым значительно повышать забойное давления (и снижать депрессию) для обеспечения подъёма продукции на устье.

**Управляющие параметры ВГВ.** Иногда чередующаяся закачка воды и газа задаётся в модели длительностью периодов закачки. Однако в процессе разработки характер насыщения пласта, ОФП и пластовое давление меняются, поэтому приёмистость нагнетательной скважины не будет постоянной. Соответственно, на разных циклах за один и тот же временной интервал могут закачиваться разные объёмы воды и газа. Может оказаться, что при одной и той же протяжённости циклов, объёмы оторочек воды и газа в пластовых условиях и их соотношение могут значительно меняться от цикла к циклу, т.е. никакого заданного режима в реализации ВГВ не будет, реализация ВГВ будет осуществляться хаотично, без какой-либо системности в переходе к пластовым условиям.

**Рекомендации по моделированию закачки газа и ВГВ**

При моделировании закачки газа и ВГВ рекомендуется создать гидродинамическую модель в масштабе ядра и воспроизвести на ней имеющиеся ядерные эксперименты по определению коэффициента вытеснения газом и ВГВ, а также по определению ОФП; выбрать тип композиционной модели;

задавать остаточную нефтенасыщенность с поправкой на массообменные процессы; скорректировать задание компенсации отбора закачной воды и ВГВ, изменить скважинные ячейки, корректно контролировать добывающие скважины, задавать циклы ВГВ.

**Адаптация модели ядра.** Определение ОФП воспроизводится потому, что вязкость нефти не постоянна из-за растворения в ней газа, кроме того, поверхностное натяжение между нефтью и газом влияет на ОФП.

Перед началом адаптации гидродинамической модели ядра рекомендуется создать и адаптировать модель пластовых флюидов (в формате таблиц для black oil и/или данных для композиционной модели). Модель ядра должна настраиваться от простого к сложному, т.е. не следует включать сразу все возможные опции для гистерезиса и смешивающегося вытеснения. Базовые настраиваемые параметры:

- модель трёхфазной фильтрации нефти (Stone I, II, линейная интерполяция);
- учёт гистерезиса ОФП (отсутствует, только по газу, по другим фазам);
- модель гистерезиса ОФП (обычный или гистерезис ВГВ, модель Карлсона, Киллоу и т.д.);
- критическая (остаточная) нефтенасыщенность, предельная насыщенность захваченного газа для ОФП газа при пропитке;
- насыщенность захваченной нефти (т.е. нефти, экранированной водой и не подвергающейся массообмену) и т.д.

Для получения базовой кривой ОФП газа для пропитки можно использовать масштабирование кривой дренирования к предельной насыщенности захваченного газа.

**Выбор типа модели.** Модель black oil подходит для вытеснения нефти газом в режиме ограниченной растворимости. Композиционная модель обладает наибольшей гибкостью, но очень медленной скоростью счёта и сложностью адаптации. Её целесообразно использовать для нефтегазоконденсатных залежей, для углеводородов вблизи критической точки, при закачке разных составов газа и в научно-исследовательских задачах. Модель Тодда-Лонгстафа является

более простой альтернативой композиционной модели для вытеснения нефти газом с учётом полного или частичного смешивания.

**Определение остаточной нефтенасыщенности через коэффициент вытеснения нефти газом.** Чтобы пересчитать коэффициент вытеснения нефти газом, полученный в ядерном эксперименте, в остаточную нефтенасыщенность в системе «нефть–газ–связанная вода» (для использования как конечной точки ОФП при создании модели) можно в качестве первого приближения воспользоваться формулой:

$$S_{н.ост} = S_{н.нач} * (1 - K_{выт}) * \frac{B_{н.насыщ.}}{B_{н.нач}} \quad (3)$$

где  $B_{н.нач}$  — объёмный коэффициент нефти в условиях эксперимента до начала закачки газа;  $B_{н.насыщ.}$  — объёмный коэффициент нефти, донасыщенной закачиваемым газом, т.е. при давлении насыщения нефти, равном пластовому давлению.

**Корректное задание компенсации отбора закачной воды и ВГВ.** Это можно сделать при использовании условных операторов (такая возможность есть в современных версиях большинства симуляторов). Рекомендуется на каждом временном шаге расчёта определять разницу или соотношение начального и текущего пластового давления. В зависимости от этого соотношения, на каждом временном шаге вносятся корректирующие поправки в забойное давление нагнетательных скважин или же целевую компенсацию. Т.е. устанавливается отрицательная обратная связь для поддержания пластового давления.

**Измельчение скважинных ячеек.** При закачке газа и его растворении в нефти, её давление насыщения увеличивается. Добывающим скважинам приходится работать, как правило, при забойном давлении, превышающим текущее давление насыщения. Поэтому в околоскважинной зоне происходит разгазирование нефти. Кроме того, при добыче газа наиболее существенные потери давления происходят в околоскважинной зоне, где наблюдается обусловленное снижением давления расширение газа. Для более точного учёта этих эффектов одним из способов является измельчение скважинных ячеек.

**Контроль добывающих скважин.** Чтобы гарантировать возможность подъёма на устье скважины всего объёма флюидов, поступивших на забой, рекомендуется использовать расчёт потока в стволе скважины. При этом дополнительно устанавливается ограничение по устьевому давлению. Если этот метод затруднителен, менее гибкой альтернативой может служить также использование условных операторов, которые выбирают между несколькими способами эксплуатации скважины (как минимум, двумя). Например, если газовый фактор скважины меньше определённого значения, используется забойное давление для ЭЦН. Если газовый фактор превышает определённое значение — используется забойное давление, обеспечивающее фонтанирование. Расчёт конкретных режимов эксплуатации скважины может быть сделан, например, на основе [13].

**Задание циклов ВГВ.** Для чередующегося ВГВ рекомендуется задавать целевые объёмы оторочек воды и газа в пластовых условиях для закачки за цикл. Закачав целевой объём воды, скважина переходит к закачке газа и так далее. Целевой объём оторочек

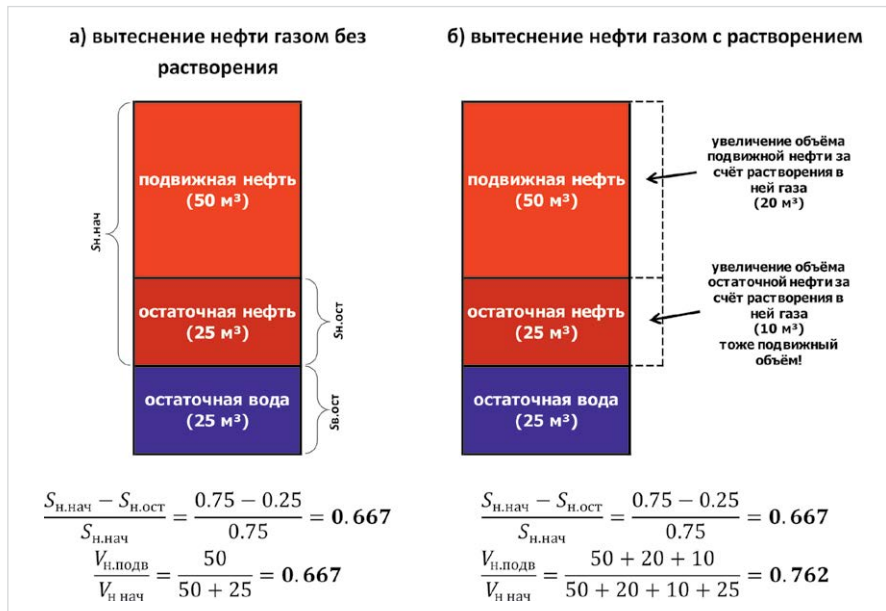


Рис. 7 — Определение коэффициента вытеснения через насыщенность и через добычу при закачке газа

целесообразно определять в долях от нефтенасыщенного порового объема элемента разработки или области дренирования нагнетательной скважины. Для совместной закачки воды и газа их соотношение должно подбираться и задаваться также в пластовых условиях.

#### Итоги

Трёхфазная фильтрация нефти, воды и газа сопровождается сложными физическими явлениями, включающими массообмен между нефтью и газом и изменение их физико-химических свойств, а также гистерезис фазовых проницаемостей. Прямое перенесение количественных результатов керновых исследований в гидродинамическую модель в ряде случаев оказывается невозможным. Объемное расширение газа может приводить к некорректному определению компенсации отбора закачкой. Ограничение по забойному давлению добывающих скважин должно учитывать способ подъёма продукции при высоких значениях газового фактора. Традиционные подходы, применяемые при моделировании заводнения нефтяного пласта, могут приводить к неточностям и ошибкам.

#### Выводы

Для повышения достоверности результатов расчёта технологических показателей разработки при водогазовом воздействии и закачке газа, при создании гидродинамических моделей рекомендуется:

- создавать гидродинамическую модель в масштабе керна и воспроизводить на ней имеющиеся керновые эксперименты по определению коэффициента вытеснения газом и ВГВ;

- при пересчёте коэффициента вытеснения в остаточную нефтенасыщенность вносить поправку на изменение объёмного коэффициента нефти при растворении в ней газа;
- корректировать целевое значение компенсации отбора закачкой с учётом поправки на различие объёмных коэффициентов на забоях нагнетательных и добывающих скважин;
- использовать расчёт потока по стволу скважины и ограничение по устьевому давлению;
- задавать циклы ВГВ, исходя из целевых объёмов закачки воды и газа в пластовых условиях.

#### Список литературы

1. Кокорев В.И. Разработка технологии борьбы с гидратами при осуществлении водогазового воздействия // Нефтепромысловое дело. 2010. №2. С. 42–47.
2. Christensen J.R., Stenby E.H., Skauge A. Review of WAG Field Experience // SPE. 2001, №2. Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/71203-PA>
3. РД 39Р-05753520-1125-94. Руководство по применению технологии водогазового воздействия на нефтяные пласты.
4. Максудов Р.А., Зацепин В.В. Основные вопросы применения и классификации технологий водогазового воздействия // Нефтепромысловое дело. 2008. №12. С. 16–21.
5. Killough J.E. Reservoir Simulation with History-Dependent Saturation Functions. SPE. 1976. Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/5106-PA>
6. Shahverdi H., Sohrabi M. Modelling of Cyclic Hysteresis of Three-Phase Relative Permeability during Water-Alternating-Gas (WAG) Injection. SPE. 2013. Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/166526-MS>
7. Carlson F.M. Simulation of Relative Permeability Hysteresis to the Non-wetting Phase. SPE. 1981. Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/10157-MS>
8. Казаков К.В., Бравичев К.А. Технология интенсификации водогазового воздействия на низкопроницаемых коллекторах // Вестник ЦКР Роснедра. 2014. №6. С. 46–51.
9. Holmgren C.R., Morse R.A. Effect of Free Gas Saturation on Oil Recovery by Water Flooding. SPE. 1951. Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/951135-G>
10. Закиров И.С. О коэффициентах вытеснения и охвата в многофазных формулах для определения коэффициента извлечения нефти (в порядке обсуждения) // Нефтяное хозяйство. 2008. №2. С. 52–53.
11. ОСТ-39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях.
12. Петраков А.М., Егоров Ю.А., Ненартович Т.Л. О достоверности экспериментального определения коэффициентов вытеснения нефти методами газового и водогазового воздействия // Нефтяное хозяйство. 2011. №9. С. 100–102.
13. Мищенко И.Т. Расчёты при добыче нефти и газа. Москва: РГУ, 2008. 295 с.

15-16 ноября



г. Нижневартовск  
Дворец Искусств, ул. Ленина, 7

МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

# НИЖНЕВАРТОВСК НЕФТЬ. ГАЗ-2017

Организаторы:

Администрация г. Нижневартовска,

Нижневартовская торгово-промышленная палата,

ООО "Выставочная компания Сибэкспосервис", г. Новосибирск

Телефон/факс:  
(383) 335-63-50

СИБЭКС SERVICE

E-mail: [vk ses@yandex.ru](mailto:vk ses@yandex.ru)  
[www.ses.net.ru](http://www.ses.net.ru)

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ЭКСПОЗИЦИЯ  
ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР НЕФТЬ ГАЗ

## Methodological issues of flow simulation during WAG and gas injection

### Author:

**Kirill V. Kazakov** — lead engineer; [Kirill.Kazakov@Lukoil.com](mailto:Kirill.Kazakov@Lukoil.com)

LLC “LUKOIL-Engineering”, Moscow, Russian Federation

### Abstract

The article is concerned with physical processes, taking place in the oil reservoir during oil, water and gas filtration.

Special issues are described in the article, that may be raised during the creation of simulation models for the calculation of WAG and gas injection and analysis of the results. Questions of the control setting for exploitation and recharge wells are examined by the author. Methodical recommendations for simulation of WAG and gas injection are given in the article.

### Materials and methods

A black oil method, a Todd-Longstaff method, and a compositional model can be used for WAG simulation. The behavior of relative permeability of the fluids depends on the method of the hysteresis calculation (methods of Carlson, Killough or without hysteresis); the method of calculating oil relative permeability in three-phase saturation (Stone I, Stone II, linear interpolation) and the effect of gas-oil boundary tension.

The interpolation method of VFP-tables can

be used for the limitations of formation fluids with HGQR on the well mouth.

### Results

Three-phase flow of oil, water and gas is usually accompanied by complex physical phenomena, including the mass exchange between oil and gas and changing of their physicochemical properties, as well as hysteresis of relative permeability. Direct transfer of the quantitative results of core analyses into the hydrodynamic model sometimes is impossible. The measure expansion of gas can lead to the incorrect determination of the injection ratio. The restraining of bottom hole pressure of exploration wells should take into account the way of fluids lifting at high gas factor values. Traditional approaches, used in simulation of oil reservoirs waterflooding, can lead to discrepancies and errors.

### Conclusions

To improve the reliability of technological parameters calculation data during WAG and gas injection, constructing hydrodynamic

model, one should:

- construct the model, true to scale of core and reproduce the available core experiments to determine the displacement efficiency of gas and WAG;
- make a correction for oil volume changes with gas dissolved in it, recalculating displacement coefficient of residual oil saturation;
- correct the target quantity of injection ratio, taking into account the difference of volumes in bottomholes of exploitation and recharge wells;
- to use the flow calculation along the wellbore and restraining of well head pressure;
- to set WAG cycles on the basis of target injection volumes of water and gas in reservoir conditions.

### Keywords

WAG, gas injection, enhanced oil recovery, flow simulation

### References

1. Kokorev V.I. *Razrabotka tekhnologii bor'by s gidratami pri osushchestvlenii vodogazovogo vozdeystviya* [Development of technology of hydrates elimination during water-gas impact]. *Neftepromyslovoe delo*, 2010, issue 2, pp. 42–47.
2. Christensen J.R., Stenby E.H., Skauge A. Review of WAG Field Experience. SPE, 2001. Available at: <https://doi.org/10.2118/71203-PA>
3. RD 39R-05753520-1125-94. *Rukovodstvo po primeneniyu tekhnologii vodogazovogo vozdeystviya na neftyanye plasty* [Guidance on the application of WAG technology on oil reservoirs].
4. Maksutov R.A., Zatsepin V.V. *Osnovnye voprosy primeneniya i klassifikatsii tekhnologiy vodogazovogo vozdeystviya* [Main issues of application and classification of WAG]. *Neftepromyslovoe delo*, 2008, issue 12, pp. 16–21.
5. Killough J. E. Reservoir Simulation with History-Dependent Saturation Functions. SPE, 1976. Available at: <https://doi.org/10.2118/5106-PA>
6. Shahverdi H., Sohrabi M. Modelling of Cyclic Hysteresis of Three-Phase Relative Permeability during Water-Alternating-Gas (WAG) Injection. SPE, 2013. Available at: <https://doi.org/10.2118/166526-MS>
7. Carlson F.M. Simulation of Relative Permeability Hysteresis to the Non-wetting Phase. SPE, 1981. Available at: <https://doi.org/10.2118/10157-MS>
8. Kazakov K. V., Bravichev K. A. *Kazakov K.V., Bravichev K.A. Tekhnologiya intensivatsii vodogazovogo vozdeystviya na nizkopronitsaemykh kollektorakh* [Technology of intensification WAG in low-permeability reservoirs]. *Vestnik TsKR Rosnedra*, 2014, issue 6, pp. 46–51.
9. Holmgren C. R., Morse R. A. Effect of Free Gas Saturation on Oil Recovery by Water Flooding. SPE, 1951. Available at: <https://doi.org/10.2118/951135-G>
10. Zakirov I. S. *O koeffitsientakh vytesneniya i okhvata v mnogochlennykh formulakh dlya opredeleniya koeffitsienta izvlecheniya nefi (v poryadke obsuzhdeniya)* [About the displacement and coverage factors in composite formulas for determining the oil recovery factor (in the order of discussion)]. *Oil industry*, 2008, issue 2, pp. 52–53.
11. OST-39-195-86. *Neft'. Metod opredeleniya koeffitsienta vytesneniya nefi vodoy v laboratornykh usloviyakh* [The Oil. The method of determining the oil displacement factor in the laboratory].
12. Petrakov A. M., Egorov Yu.A., Nenartovich T. L. *O dostovernosti eksperimental'nogo opredeleniya koeffitsientov vytesneniya nefi metodami gazovogo i vodogazovogo vozdeystviya* [About the reliability of the experimental determination of the oil displacement factor by gas and water-gas treatment methods]. *Oil industry*, 2011, issue 9, pp. 100–102.
13. Mishchenko I. T. *Raschety pri dobyche nefi i gaza* [Calculations for oil and gas production]. Moscow: RGU, 2008, 295 p.