УДК 553.98

В. Р. Зубов
ООО «Рок Флоу Динамикс»[1]
старший специалист
РГУНГим. И.М. Губкина[2]
аспирант
vrzubov@gmail.com

И.М. Индрупский
д–р техн. наук
ИПНГ РАН[3]
ведущий научный сотрудник
i–ind@ipng.ru

Моделирование неравновесного обратного растворения газа в симуляторах типа BlackOil

1. ООО «Рок Флоу Динамикс». RFD, 117418, Россия, Москва, Нахимовский пр–т, 47; 2. РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. РГУНГ, Россия, 119991, Москва, Ленинский пр–т, 65. 3. Институт проблем нефти и газа РАН (Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, 3, ИПНГ РАН);

Рассмотрена термодинамическая составляющая модели BlackOil, которая используется для описания фазового состояния углеводородной системы, а также ее расширение, применяемое в коммерческих симуляторах для учета гистерезиса фазовых переходов. На основе обобщения экспериментальных данных предложен более физически обоснованный и гибкий подход. Его возможности демонстрируются на тестовой расчетной модели элемента разработки залежи легкой нефти

Ключевые слова: растворенный газ; углеводородная смесь; гистерезис фазового перехода; неравновесность; гидродинамический симулятор; модель нелетучей нефти (black oil)

Опыт разработки ряда месторождений легкой нефти свидетельствует о существенном проявлении в пластовых условиях гистерезиса фазового перехода в УВ-смеси. Различие динамики выделения из нефти и обратного растворения газа приводит к таким явлениям как, например, продолжающаяся добыча свободного газа при повышении давления выше давления насыщения.

Для прогнозирования разработки месторождений и поддержки принятия решений используют программы численного моделирования многофазной фильтрации – гидродинамические симуляторы. Наиболее распространенной в практических приложениях является модель нелетучей нефти, или *BlackOil* [1].

Модель BlackOil

Модель нелетучей нефти является самой распространенной в нефтяных приложениях. В ней УВ-смесь аппроксимируется двумя псевдокомпонентами: нефтяным, соответствующим дегазированной нефти, и газовым, соответствующим растворенному и свободно-

му газу. В классической модели *BlackOil* нефтяной компонент может находиться только в жидкой фазе, а газовый – как в паровой фазе, так и в жидкой. В коммерческих симуляторах используется расширение модели нелетучей нефти, которое разрешает испарение нефтяного компонента в паровую фазу. Оно применяется для приближенного описания газоконденсатных систем или газовых методов воздействия на нефтяные залежи.

Рассмотрим классическую модель *BlackOil*. Отметим, что особенности описания фазовых переходов в нефтяной залежи с появлением и исчезновением паровой фазы можно перенести на аналогичные процессы, связанные с ретроградной жидкой фазой (конденсатом) в газоконденсатной залежи. Для ясности изложения в уравнениях не будем рассматривать водяные компонент и фазу (принимаемые инертными по отношению к УВ), а также опустим слагаемые, учитывающие источники и стоки (работа скважин, взаимодействие с водоносными горизонтами и т.п.). Тогда система уравнений *BlackOil* может быть записана в виде [2]:

$$\begin{cases} div\left(\dfrac{U_o}{B_o}\right)=\dfrac{\partial}{\partial t}\left(\phi\dfrac{s_o}{B_o}\right), \\ div\left(\dfrac{U_g}{B_g}+\dfrac{R_sU_O}{B_o}\right)=\dfrac{\partial}{\partial t}\left[\phi\left(\dfrac{s_g}{B_g}+\dfrac{s_oR_s}{B_o}\right)\right], \end{cases} \quad (1)$$

где ϕ – пористость; $U\alpha$ – вектор скорости фильтрации фазы $\alpha=o$ (индекс o соответствует нефти, а g – газу; рассчитывается в соответствии с заданным законом фильтрации, например, обобщенным законом Дарси); $B_o=B_o\left(p_o,R_s\right), B_g=B_g\left(p_g\right)$ – объемный коэффициент нефти и газа, соответственно; s_α – насыщенность фазой α; p_α – давление в фазе α; $R_s=R_s\left(s_g,p_o\right)$ – газосодержание (аналог концентрации газового компонента в нефтяной фазе).

Главными переменными являются, например, s_g и p_o. При расчете полностью неявной схемой на каждой итерации решения нелинейной системы уравнений текущего временного слоя вычисляются s_g и p_o, а по ним рассчитываются остальные свойства. Система замыкается равенством разницы давления в фазах капиллярному давлению: $p_g-p_o=P_c(s_g)$. А также условием нормировки насыщенностей $s_o+s_g=1$.

Газосодержание R_s представляет собой отношение объема газового компонента, растворенного в нефтяной фазе, к объему нефтяного компонента в пересчете на поверхностные условия. Для насыщенного состояния нефти в ячейке, т.е. при $s_g>0$, оно является функцией давления $R_s=R_s\left(p_o\right)$. Эта функция в коммерческих симуляторах задается пользователем в виде таблицы и также может рассматриваться как взаимосвязь между газосодержанием и соответствующим ему давлением насыщения нефти p_b, равным в насыщенном состоянии текущему давлению p_o. В недонасыщенном состоянии, т.е. при $s_g=0$, газосодержание в ячейке остается постоянным.

Контроль обратной растворимости газа

В стандартной модели *BlackOil* процессы выделения в свободное состояние и растворения в жидкой фазе газового компонента являются полностью симметричными и равновесными, т.е. определяются только динамикой изменения давления. Но существует расширение, которое позволяет контролировать обратное растворение высвободившегося газового компонента в нефтяную фазу. Это реализуется с помощью введения контроля изменения *Rs* во времени:

$$\frac{\partial R_s}{\partial t}\le D \quad (2)$$

где D является входным параметром. Например, в одном из наиболее распространенных коммерческих симуляторов *Schlumberger Eclipse* для этого используется ключевое слово *DRSDT*. Данное ограничение применяется следующим образом: при каждом пересчете значения газосодержания R_s^{n+1} на новом временном слое n+1 проверяется выполнение условия $R_s^{(n+1)}\le D\Delta t+R_s^n$, где Δt – размер шага по времени. Если условие не выполняется, то газосодержание ограничивается значением $R_s^{n+1}=D\Delta t+R_s^n$.

Таким образом, если процесс выделения растворенного газа из нефти считается всегда равновесным в соответствии с заданной таблицей R_s (p_o), то скорость обратного растворения в нефти газового компонента регулируется параметром D. Чем меньше величина D, тем сильнее выражено отклонение процесса от равновесного, и тем больше проявляется гистерезис зависимости R_s от давления.

С физической точки зрения D можно рассматривать как скорость релаксации R_s к его равновесному значению при быстром изменении давления. Только в данном представлении типичная экспоненциальная релаксация упрощена до линейной, с постоянной абсолютной скоростью.

Из экспериментов по изучению неравновесного фазового поведения многокомпо-

нентных УВ-смесей известно, что скорость релаксации концентраций компонентов к их равновесным значениям зависит от параметров состояния системы. В частности, скорость процесса обратного растворения газа определяется интенсивностью массопереноса компонентов через межфазную границу «газ – нефть» («пар – жидкость») [3]. Эта интенсивность пропорциональна разности химических потенциалов компонента смеси в паровой и жидкой фазах [4]. Как сами химические потенциалы, так и их разность возрастают с ростом давления системы, что приводит к увеличению скорости релаксации.

Этот эффект можно оценить и с другой точки зрения. Известно, что для целого ряда объектов адаптация их гидродинамических моделей к фактическим данным разработки оказывается возможной лишь в предположении очень малых величин параметра *D*. То есть, имеет место сохранение в пласте свободного газа в течение многих месяцев и даже лет после повышения давления выше начального давления насыщения пластовой нефти. Однако при стандартной реализации опции ограничения обратной растворимости газа величина *D* является константой и не зависит от давления. Как следствие, никакие технологические решения, связанные с дальнейшим повышением давления, не приведут к ускорению обратного растворения газа в такой модели.

Таким образом, стандартная реализация ограничения обратной растворимости газа противоречит общим физическим представлениям о процессах неравновесного межфазного массообмена.

Расширенный контроль обратной растворимости газа

Обобщение результатов экспериментов по изучению неравновесного фазового поведения многокомпонентных УВ-смесей позволяет сформулировать ряд особенностей процесса обратного растворения газа, которые необходимо учитывать при моделировании [3].

• Степень отклонения процесса обратного растворения газа от равновесного для одной и той же системы тем выше, чем больше предшествующее снижение давления относительно давления насыщения.

• Превышение давления над равновесным давлением насыщения той же смеси не приводит к полному растворению газа, но с ростом величины этого превышения увеличивается скорость релаксации.

Необходимо также учитывать, что при моделировании процессов разработки месторождений нефти, в отличие от лабораторных экспериментов, общий состав смеси и соответствующее ему давление насыщения меняются как во времени, так и между ячейками модели.

С учетом перечисленных факторов авторами предложено зависимость ограничения скорости обратного растворения газа *D* от давления описывать через безразмерный параметр $\overline{\Delta p}$

$$R_s^{n+1} \le D\left(\overline{\Delta p}\right)\Delta t + R_s^n \quad (3)$$

где

$$\overline{\Delta p} = \frac{p_o - p_{min}}{p_b\left(R_{s_{max}}\right) - p_{min}} \quad (4)$$

Здесь p_o – текущее давление в нефтяной фазе; p_{min} – минимальное давление в ячейке, достигнутое при предшествующем его снижении с выделением газа; $p_b\left(R_{s_{max}}\right)$ – равновесное давление насыщения (по исходной таблице), соответствующее газосодержанию $R_{s_{max}}$; $R_{s_{max}}$ – газосодержание, которое было бы достигнуто в данной ячейке при полном растворении в нефти свободного газа.

Выбор параметра $\overline{\Delta p}$ в безразмерной форме (4) позволяет учитывать относительное отклонение текущего давления от давления насыщения независимо от перетоков компонентов между блоками.

Указанное расширение позволяет учесть изменение скорости растворения газа от давления. Однако релаксация газосодержания к равновесному значению по-прежнему имеет упрощенный кусочно-линейный характер.

Известно, что процесс релаксации некоторой физической величины *f* в первом приближении может быть описан уравнением

$$\frac{df}{dt} = -\lambda\left(f - f_0\right), \quad (5)$$

где λ – параметр релаксации, f_0 – равновесное значение *f*. Решение уравнения (5) соответствует типичной экспоненциальной динамике релаксации.

Аналогично для R_s запишем уравнение релаксации в виде:

$$\left.\frac{\partial R_s}{\partial t}\right|_p = -\overline{D}\left(\overline{\Delta p}\right)\left(R_s - R_s^*\left(p\right)\right), \quad (6)$$

где $\overline{D}$ – параметр, характеризующий скорость релаксации газосодержания в относительных единицах, R_s^* – равновесное значение газосодержания. Уравнение (6) осложняется тем, что R_s^* не является константой, а меняется по мере изменения давления, что предопределяет переход от полной к частной производной по времени. При фиксированном *p* решение

(6) соответствует экспоненциальной релаксации R_s, а с ростом $\overline{D}$ асимптотически стремится к равновесной динамике растворения газа.

Для использования в симуляторе соотношение (6) записывается в следующем дискретном виде:

$$R_s^{n+1} \le R_s^n + \overline{D}\left(\overline{\Delta p}\right)\left(R_s^*\left(p^{n+1}\right) - R_s^n\right)\Delta t. \quad (7)$$

Следует отметить, что при постоянном значении $\overline{D}$ скорость релаксации газосодержания с увеличением давления возрастает в абсолютном выражении. Это происходит вследствие соответствующего характера зависимости $R_s^*\left(p\right)$. Введение функции $\overline{D}(\Delta p)$ позволяет дополнительно регулировать скорость релаксации газосодержания в зависимости от давления.

Описанные подходы реализованы авторами в коммерческом симуляторе *RFD tNavigator*. Зависимость $\overline{D}(\overline{\Delta p})$ или $\overline{D}(\Delta p)$, так же как и величина D в стандартной реализации опции ограничения растворимости газа, задается пользователем и является настраиваемым параметром модели. В исходных данных для симулятора $\overline{D}(\overline{\Delta p})$ или $\overline{D}(\Delta p)$ представляет собой таблицу от безразмерного давления. В процессе расчета осуществляется линейная интерполяция между строками таблицы и экстраполяция константами за пределами крайних значений.

Влияние зависимости $\overline{D}(\overline{\Delta p})$ и $\overline{D}(\Delta p)$ на процесс обратного растворения газа проиллюстрируем расчетом, моделирующим изотермический «лабораторный эксперимент» со смесью постоянного состава при изменении давления (контактный эксперимент в бомбе pVT). В рамках симулятора он реализован следующим образом.

Модель состоит из одного сеточного блока. В роли поршня выступает вода, нагнетаемая или добываемая из ячейки через скважину. Для сохранения постоянной массы УВ-компонентов подвижность нефтяной и газовой фаз задана тождественно равной нулю. Для исключения влияния не термодинамических эффектов задана нулевая сжимаемость породы и водной фазы. Постоянство температуры гарантируется тем, что модель *BlackOil* изотермическая. Принятые свойства нефти близки к данным по продуктивным отложениям шеркалинской свиты Талинской площади Красноленинского месторождения. Начальное газосодержание составляет 150 м^3/м^3 при давлении насыщения 143 бар (1 бар = 10^{-1}МПа).

Изначально блок насыщен водой на 0,9, а остальную часть порового объема занимает нефть при давлении 250 бар. За счет работы добывающей скважины с заданным темпом добычи воды водонасыщенность снижается до 0,1, давление – до 10 бар. Далее за счет работы нагнетательной скважины водонасыщенность вновь повышается до 0,9. Таким образом, последовательно реализуется процесс изотермического расширения и сжатия. Сжатие происходит в 4 раза интенсивнее, чем расширение.

На описанной модели проведены расчеты для нескольких вариантов ограничения обратного растворения газа:

- равновесный (без ограничений) – на графиках обозначен [EQ];
- неравновесный со стандартной реализацией ограничения (2) при D=0,0 м^3/м^3/сут. (обратное растворение отсутствует) – [0,0];
- неравновесный со стандартной реализацией ограничения (2) при D=0,0 м^3/м^3/сут. – [0,5];
- неравновесный с расширенной реализацией ограничения в виде (3) по таблице:

$$D\left(\overline{\Delta p} = 1\right) = 0{,}0$$
$$D\left(\overline{\Delta p} = 2\right) = 0{,}5$$
м^3/м^3/сут – [0,0_0,5];

- неравновесный с экспоненциальной релаксацией (6) при $\overline{D}$=0,01 сут$^{-1}$ – [0,01E].

Результаты расчетов приведены на ***рис. 1*** и ***2***. Первые 800 дней происходит падение давления, то есть идет равновесное испарение (выделение газа), и все расчеты ведут себя одинаково. По этой причине графики на ***рис. 1*** и ***2*** стартуют с 800-го дня, когда начинается рост давления в блоке. Закачка (увеличение водонасыщенности) реализуется с 800-го по 1000-й день. Далее отбор/закачка флюидов не производится, и система релаксирует к равновесному состоянию.

Как видно из ***рис. 1*** и ***2***, в равновесном случае ([EQ]) рост газосодержания полностью определяется динамикой давления в блоке. К 1000-му дню газ полностью растворяется в нефти, а газосодержание и давление в блоке становятся равными их начальным значениям – R_s=150 м^3/м^3, p_o=250 бар.

В варианте [0,0] обратное растворение газа полностью отсутствует. Газосодержание остается на постоянном уровне, достигнутом к 800-му дню. Давление в ячейке быстро растет до значения более 400 бар и в дальнейшем остается постоянным.

График газосодержания на ***рис. 1*** для варианта [0,5], после начального криволинейного участка в период закачки воды, принимает вид, близкий к прямой линии. Тангенс угла ее на-

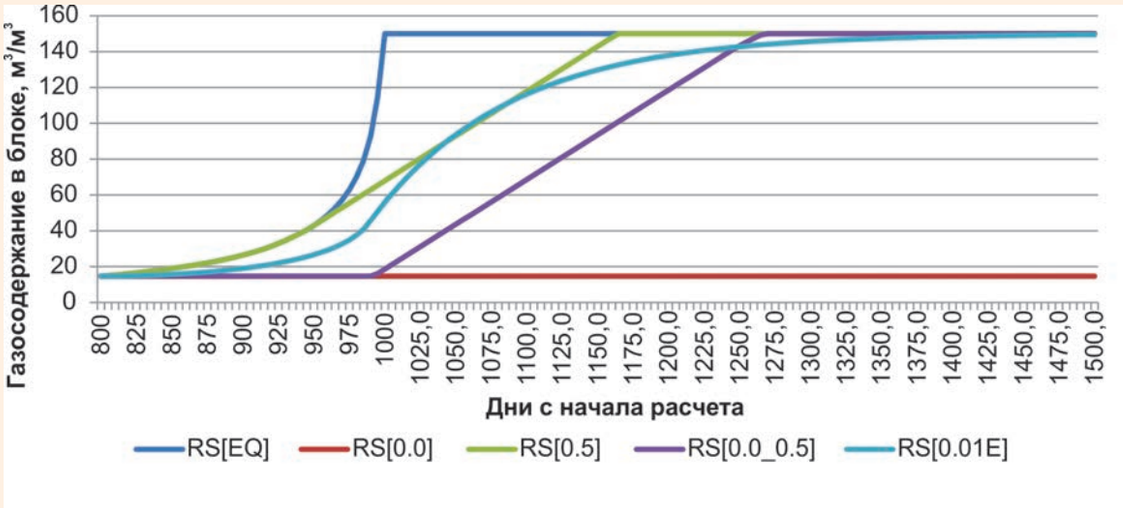
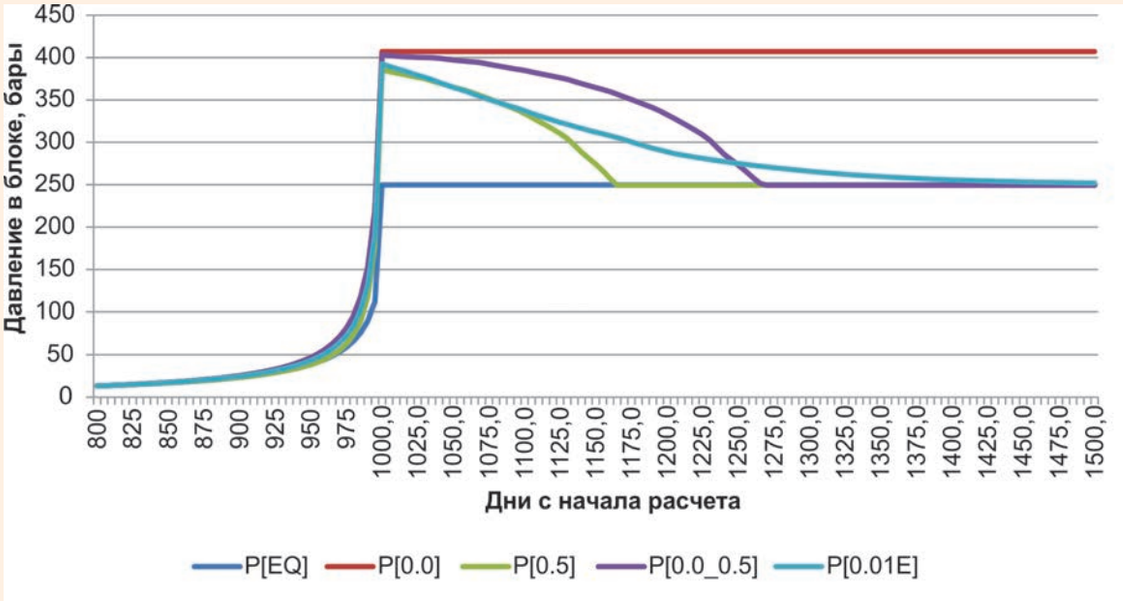


Рис. 1.
Динамика газосодержания нефти в блоке в разных вариантах

клона равен соответствующему значению *D*. При этом давление в блоке на конец закачки воды достигает практически того же максимального значения, что и в варианте [0,5], но затем релаксирует к начальному по мере роста R_s.

Динамика R_s для варианта [0,0_0.5] характеризуется изломом зависимости R_s от времени. До излома она совпадает с графиком для варианта [0,0], но по мере приближения давления к точке смены ограничения темп роста газосодержания увеличивается до 0,5 м³/м³/сут. Соответственно меняется и динамика давления.

Рис. 2.
Динамика изменения давления в блоке в разных вариантах



Резкая смена кривизны линии [0,01E] на ***рис. 1*** в момент времени около 975 дней соответствует достижению максимального давления в блоке и началу процесса релаксации. В дальнейшем наблюдается экспоненциальный характер роста газосодержания (***рис. 1***) и соответственное изменение формы кривой релаксации по давлению (***рис. 2***). Следует отметить, что только данный расчет характеризуется плавным асимптотическим стремлением R_s и *p* к равновесным значениям.

Численный эксперимент

Возможности контроля обратной растворимости газа с использованием предлагаемого подхода рассмотрены на примере модели 1/4 элемента разработки пятиточечной системы заводнения (***рис. 3***). Модель однородная. Ее основные параметры: высота пласта – 1 м;

размер ячеек по осям x и y – от 5 до 15 м; размерность сетки –35 × 35 × 1; эффективная проницаемость – 100 мД; эффективная пористость – 0,3; начальная нефтенасыщенность (в долях эффективного порового объема) – 100%. Свойства флюидов и кривые относительных фазовых проницаемостей приняты по аналогии с данными по шеркалинской свите Талинской площади Красноленинского месторождения. Начальное газосодержание нефти – 150 м^3/м^3, давление насыщения – 140 бар. Начальное пластовое давление – 250 бар.

Скважина WU1_1 – добывающая, скважина WU1_2 – нагнетательная. Моделируется временной отрезок в 400 дней, временной шаг – 1 день.

Первые 150 дней разработка ведется в режиме истощения, т.е. работает только добывающая скважина с заданным забойным давлением 50 бар. При этом в ячейках модели давление снижается ниже давления насыщения и выделяется свободный газ. Со 151 дня реализуется закачка воды через нагнетательную скважину с постоянным забойным давлением 400 бар при прежнем режиме работы добывающей скважины. Закачка продолжается необходимое время для растворения свободного газа.

Описанная тестовая задача рассмотрена в следующих 5 сопоставимых вариантах, отличающихся только контролем обратной растворимости газа (в квадратных скобках – обозначение варианта на графиках):

• равновесный (без ограничения растворимости) – [EQ];

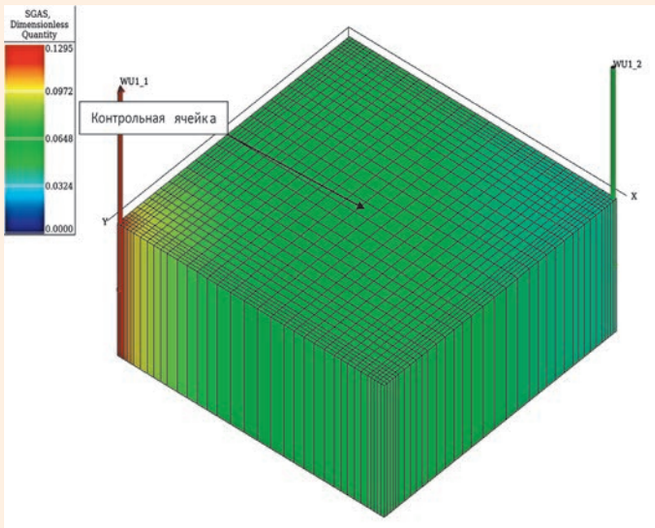


Рис. 3.
Объемное изображение расчетной области тестовой модели

• неравновесный со стандартной реализацией ограничения (2) при D=0,0 м^3/м^3/сут. (обратное растворение отсутствует) – [0,0];

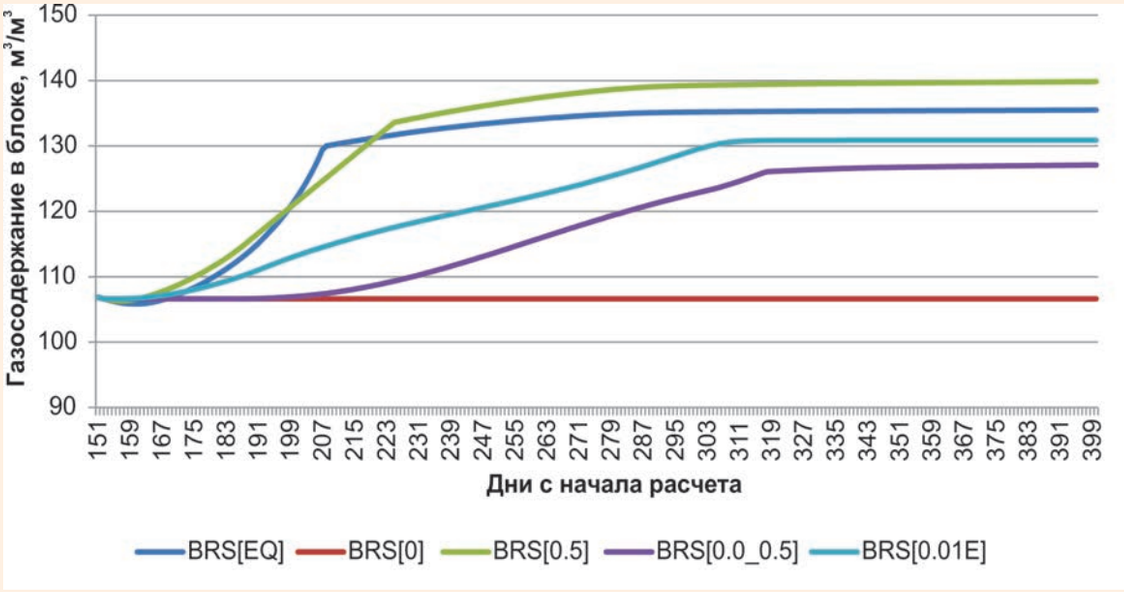
• неравновесный со стандартной реализацией ограничения (2) при D=0,5 м^3/м^3/сут. – [0,5];

• неравновесный с расширенной реализацией ограничения в виде (3) по таблице:

$$\begin{matrix} D\left(\overline{\Delta p}=1\right)=0,0 \\ D\left(\overline{\Delta p}=2\right)=0,5 \end{matrix} \quad \text{м}^3/\text{м}^3/\text{сут.} - [0,0_0,5];$$

• неравновесный с экспоненциальной релаксацией (6) при $\overline{D}$=0,01 сут$^{-1}$ – [0,01E].

Рис. 4.
Динамика газосодержания в контрольной ячейке модели



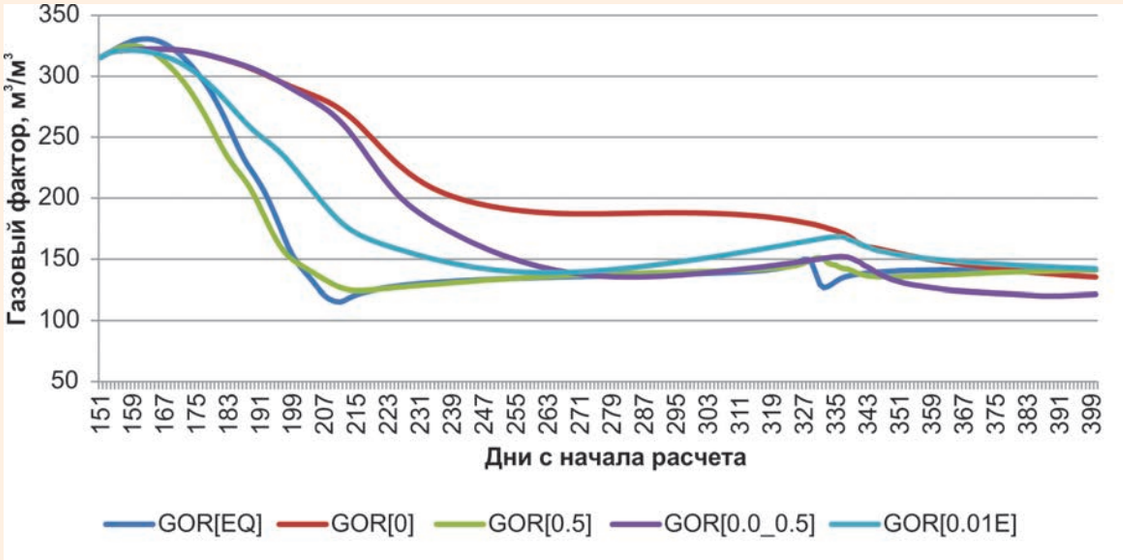


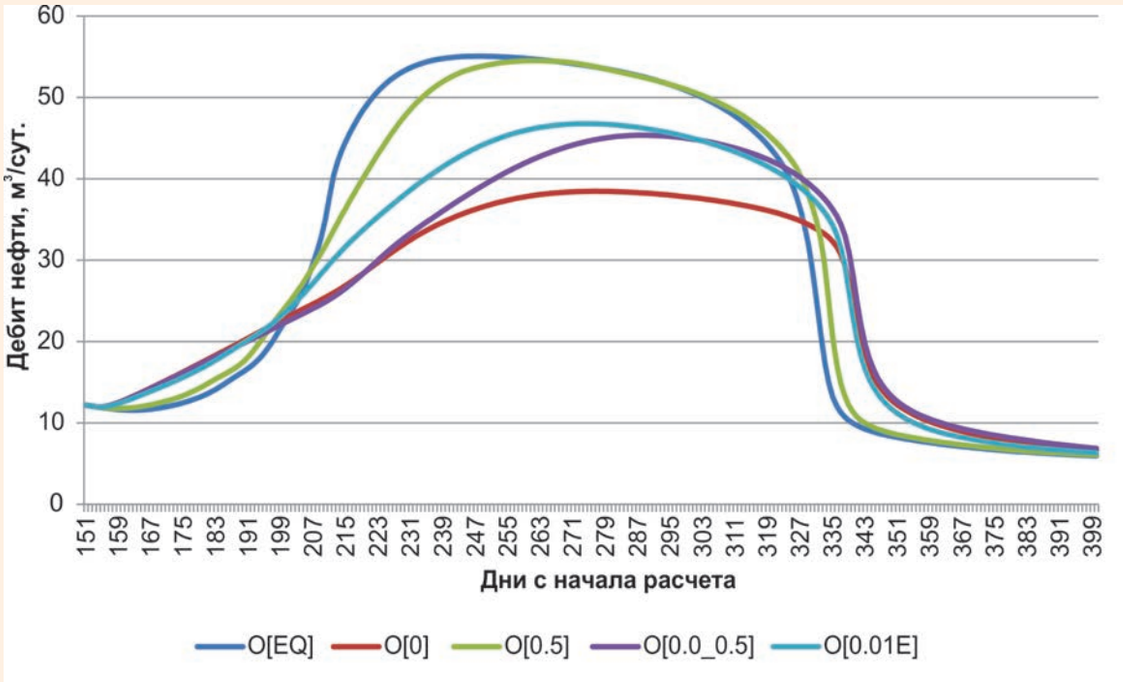
Рис. 5.
Изменение во времени газового фактора в расчетных вариантах

Результаты расчетов по вариантам представлены на ***рис. 4–7***. ***Рис. 4*** отражает динамику изменения газосодержания нефти в контрольной ячейке (отмечена стрелкой на ***рис. 3***). На ***рис. 5–7*** приведены графики показателей работы добывающей скважины: газовый фактор, дебит нефти, накопленная добыча нефти, соответственно. Значения накопленной добычи нефти на конец расчета также приведены в таблице.

Первые 150 дней расчета реализуется только добыча нефти со снижением пластового давления. Газосодержание нефти в ячейках модели монотонно снижается, а доля газа в продукции скважины увеличивается. Выделение свободного газа является равновесным процессом, поэтому для всех вариантов графики до 150-го дня совпадают, и на ***рис. 4–7*** они приведены только начиная со 151-го дня расчета.

С момента начала закачки воды имеет место рост пластового давления, сопровождающийся различной динамикой обратного растворения газа для каждого из вариантов (***рис. 4***). В варианте [0,0] растворение отсут-

Рис. 6.
Динамики дебита нефти по вариантам



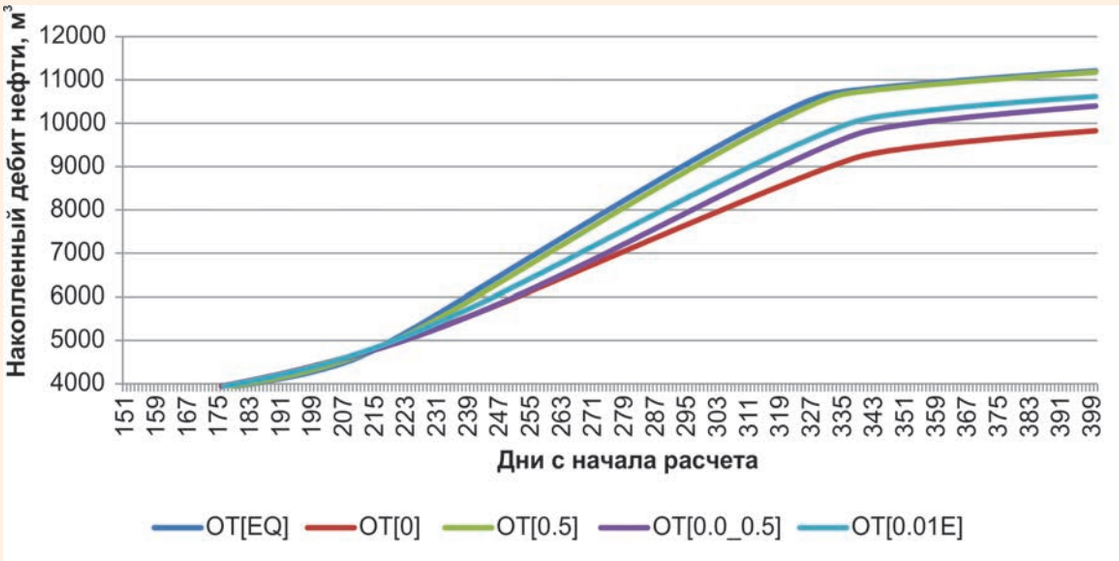


Рис. 7.
Накопленная добыча нефти в функции времени разработки по вариантам

ствует, газосодержание в контрольной ячейке остается постоянным, а газовый фактор на скважине (***рис. 5***) снижается только вследствие постепенной добычи свободного газа.

График на ***рис. 4*** для варианта [0,5] со стандартной реализацией ограничения (2) демонстрирует линейный рост газосодержания – более медленный, чем в равновесном случае. Увеличение или уменьшение ограничения приводит к изменению наклона зависимости газосодержания от времени.

При реализации расширенного контроля скорости обратного растворения газа (3) имеет место более сложная нелинейная динамика роста газосодержания в контрольной ячейке. Расчетные показатели по варианту [0,0_0,5] до 280-го дня ведут себя так же, как и по варианту [0,0], но с увеличением давления ограничение на скорость растворения газа меняется, и графики меняют тенденцию. Расчет по варианту [0,01E] демонстрирует постепенное изменение динамики растворимости в соответствии с зависимостью (6).

В целом ***рис. 4*** и ***5*** показывают, что предлагаемые расширения позволяют воспроизвести на модели различную динамику изменения газосодержания и газового фактора продукции скважин как по степени отклонения от равновесных зависимостей, так и по характеру изменения во времени.

Рис. 6–7 и таблица демонстрируют существенное влияние различных ограничений скорости обратного растворения газа на динамику добычи нефти. Свободный газ снижает фазовую проницаемость для нефти, поэтому чем медленнее протекает его растворение, тем выше потери в дебите нефти и в накопленной ее добыче.

Выводы

Предложенные подходы к контролю скорости обратного растворения газа в гидродинамических симуляторах опираются на результаты экспериментов по изучению неравновесного фазового поведения УВ-смесей. Они позволяют учесть зависимость интенсивности растворения газа от давления и предоставляют гибкие инструменты для адаптации модели к фактическим замерам динамики газового фактора и добычи нефти при повышении пластового давления после разгазирования. Адаптированную модель можно использовать для физически обоснованной оценки эффективности реализации различных технологических решений по растворению выделившегося газа и доразработке залежи.

Таблица 1.
Накопленная добыча нефти по вариантам на конец расчета

Вариант	[EQ]	[0]	[0,5]	[0,0_0,5]	[0,01E]
Накопленная добыча нефти, м³	11 210	9826	11 178	10 399	10 619

Разработанные опции реализованы как ключевые слова *DRSDTVP* и *DRSDTVPE* в коммерческом гидродинамическом симуляторе *RFD tNavigator*. Являясь расширением ключевого слова *DRSDT*, они наследуют способ его задания. Применение новых подходов требует минимальных переделок имеющейся гидродинамической модели. Тестовый пример с элементом заводнения наглядно демонстрирует возможности разработанных опций ⓜ.

Литература

1. Muskat M., Meres M.W. The flow of heterogeneous fluids through porous media. – Physics, Vol. 7, Sept. 1936, p. 346-363.
2. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М.: Недра. 1982. 407 с.
3. Лобанова О.А., Зубов В.Р., Индрупский И.М. Неравновесное фазовое поведение углеводородных смесей. Часть 1: эксперименты //Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2014. № 11. С. 18–23.
4. Лобанова О.А., Зубов В.Р., Индрупский И.М. Неравновесное фазовое поведение углеводородных смесей. Часть 2: моделирование фильтрации //Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2014. № 12. С. 17–21.

UDC 553.98

Modeling nonequilibrium reverse gas dissolution in BlackOil simulators

V.R. Zubov, senior specialist, Rock Flow Dynamics [1], postgraduate RGUNG[2], vrzubov@gmail.com;
I.M. Indrupsky[3], Doctor of Engineering Science, leading research worker, i–ind@ipng.ru

1. Rock Flow Dynamics. RFD, Nakhimovskiy Ave., 47, Moscow, 117418, Russia;
2. Gubkin Russian State Oil and Gas University. RGUNG, 65, Leninsky Ave., Moscow, 119991, Russia.
3. Oil and Gas Research Institute of Russian Academy of Sciences. OGRI RAS, ul. Gubkina, 3, Moscow, Russia, 119333;

Abstract: Experience in development of some deposits of light oil indicates a significant manifestation of in situ hysteresis of phase transitions in the hydrocarbon mixture. Difference in the dynamics of gas liberation from oil and its reverse dissolution leads to the continuing production of free gas even when the pressure rises above the saturation pressure. In the BlackOil model the hydrocarbon mixture can be approximated by two pseudo components – oil corresponding to stock–tank oil in liquid phase, and gas, corresponding to dissolved and free gas. In the classical BlackOil model the oil component may be present only in the liquid phase and the gas – both in the vapor phase and in the liquid. By summarizing results of experiments on the study of non–equilibrium phase behavior of multicomponent hydrocarbon mixtures authors formulate particular features of the process of reverse dissolution of gas that must be considered in flow simulations. 1. The deviation of the gas dissolution process from equilibrium for the same system is the greater, the lower the preceding pressure fall below the saturation pressure. 2. The pressure excess above the equilibrium saturation pressure of the same mixture does not result in complete dissolution of the gas, but with increasing magnitude of this excess gets higher the relaxation rate. In flow simulations for oil fields overall composition of the mixture and the corresponding saturation pressure vary both in time and within the model cells. The authors suggest that the dependence of the limit of gas reverse dissolution rate on pressure is described using a dimensionless parameter that takes into account the relative deviation of the current pressure from the saturation pressure, regardless of component flows across the grid blocks. Also the relaxation equation for solution gas–oil ratio is introduced. The proposed approaches to control the rate of reverse gas dissolution in flow simulations are based on the results of experiments on the study of non–equilibrium phase behavior of hydrocarbon mixtures. They allow to take into account the dependency of the gas dissolution on pressure and provide flexible tools for history matching of the model to the actual gas–oil ratio and oil production dynamics in the process of increasing the reservoir pressure after gas liberation. The history matched model can be used for physically meaningful assessment of the effectiveness of various technological solutions for dissolution of the evolved gas and further development of the deposit. The developed options have been implemented in the commercial simulation software RFD tNavigator.

Keywords: solution gas; hydrocarbon mixture; phase transition hysteresis; non–equilibrium; flow simulations; black oil model

Reference

1. Muskat M., Meres M.W. The flow of heterogeneous fluids through porous media. – Physics, Vol. 7, Sept. 1936, p. 346-363.
2. Aziz Kh., Settari E. *Matematicheskoe modelirovanie plastovykh system* [Petroleum Reservoir Simulation]. Moscow, Nedra Publ., 1982. 407 p.
3. Lobanova O.A., Zubov V.R., Indrupskii I.M. Neravnovesnoe fazovoe povedenie uglevodorodnykh smesei. Chast' 1: eksperimenty [Non-equilibrium phase behavior of hydrocarbon mixtures. Part 1: Experiments]. *Avtomatizatsiia, telemekhanizatsiia i sviaz' v neftianoi promyshlennosti,* 2014, no. 11, pp. 18–23.
4. Lobanova O.A., Zubov V.R., Indrupskii I.M. Neravnovesnoe fazovoe povedenie uglevodorodnykh smesei. Chast' 2: modelirovanie fil'tratsii [Non-equilibrium phase behavior of hydrocarbon mixtures. Part 2: flow simulation]. *Avtomatizatsiia, telemekhanizatsiia i sviaz' v neftianoi promyshlennosti,* 2014, no. 12, pp. 17–21.