

ВЫЧИСЛЕНИЕ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ, ВЫЗЫВАЮЩЕГО ПРИТОК/ОТТОК В/ИЗ СКВАЖИНЫ

Э.С. Закиров, С.Н. Закиров, И.М. Индрупский, Д.П. Анিকেев
ИПНГ РАН, e-mail: ezakirov@ogri.ru

Напомним еще раз используемую в симуляторах формулу притока к ячейке i , вскрытой скважиной w . Для компонента l (газ, нефть, вода) она имеет вид:

$$q^l = T_i M_i^l \Delta P_i, \quad (1)$$

где M_i^l – полная подвижность компонента l . Ее вычисление рассматривается в работе* данного выпуска журнала. Обзор методов вычисления проводимости скважинного соединения, а также других аспектов моделирования скважины дается в работах** данного выпуска.

В простейшем случае [1] формула для вычисления перепада давления ΔP_i следующая:

$$\Delta P_i = P_i - P_{bh,w} - H_{w,i}, \quad (2)$$

где P_i – давление в сеточной ячейке i (первичная переменная, от которой отсчитываются давления в других фазах); $P_{bh,w}$ – забойное давление в скважине; $H_{w,i}$ – гидравлический напор. Его появление связано с тем, что течение на забое скважины характеризуется только одной переменной – забойным давлением $P_{bh,w}$. Физически задание данного давления происходит на некоторой высотной отметке. На все другие отметки по высоте

* См. статью Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П. «О представлении скважины в 3D гидродинамической модели» в данном выпуске.

** См. статьи:

Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П. «О представлении скважины в 3D гидродинамической модели»

Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П. «Вычисление коэффициента проводимости скважинного соединения. Метод Писмена»;

Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П. «Вычисление коэффициента проводимости скважинного соединения наклонной или горизонтальной скважины»;

Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П. «Вычисление коэффициента проводимости скважинного соединения на сетке Вороного»;

Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П. «Вычисление коэффициента проводимости скважинного соединения – полуаналитический метод Стенфордского университета»;

Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П. «Повышение точности околоскважинного моделирования за счет локального пространственного измельчения сетки»;

Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П. «Мульти сегментная модель скважины» в данном выпуске.

забойное давление пересчитывают при помощи члена $H_{w,i}$, формируя как бы эффективную депрессию между сеточным блоком i и забойным давлением на высотной отметке каждого вскрытого сеточного блока.

Гидравлический напор

Вычисление данного напора осуществляют последовательно от ячейки к ячейке, вскрытой скважиной, на основании средней плотности, с учетом ее изменения в интервалах ствола скважины.

Формула для вычисления гидравлического напора имеет вид:

$$H_{w,i} = H_{w,j} + \rho_{\frac{i+j}{2}} g (h_i - h_j), \quad (3)$$

где $\rho_{\frac{i+j}{2}}$ – средняя плотность между последовательно вскрытыми узлами под номерами i и j соответственно:

$$\rho_{\frac{i+j}{2}} = \frac{\rho_{o,surf} Q_o + \rho_{w,surf} Q_w + \rho_{g,surf} Q_g}{Q_{fo} B_o + Q_w B_w + Q_{fg} B_g}, \quad (4)$$

где Q – накопленные объемы компонентов через соединения вверх по потоку, а объемные факторы B оцениваются при среднем давлении в секции забоя скважины. Выражение в числителе соответствует локальному массовому расходу смеси в секции. Индексы fo и fg относятся к свободной нефти и газу соответственно.

Данный напор вычисляется явно, с предыдущего шага по времени [1].

Модель потерь на трение

Наличие трения на забое вызывает увеличенную добычу из приближенных к пятке горизонтальной скважины интервалов и систематически уменьшенную добычу на носке скважины. Иными словами, наиболее хорошо работают околопяточные интервалы перфорации, а дальние интервалы продуцируют хуже.

Реализованная в симуляторе [1] модель предполагает равенство скоростей движения всех фаз в стволе скважины. Иными словами, течение вдоль перфорированной длины скважины считается однородным, а проскальзывание между фазами отсутствует. Реализована полностью неявная модель. А с использованием опции расчета потерь давления на трение могут моделироваться длинные горизонтальные и многозабойные скважины.

Потери давления на трение по трубе длиной L вычисляются по формуле:

$$\delta P_f = 2f \cdot \frac{L}{D} \cdot \rho \cdot v^2, \quad (5)$$

где f – коэффициент трения Фэннинга, D – внутренний диаметр трубы, ρ – плотность флюида, v – его скорость.

Преобразуя скорость течения в локальный объемный дебит Q , с учетом коэффициента согласования размерностей C_f (коэффициента, связанного с обезразмериванием из определенной системы задания величин), получают:

$$\delta P_f = \frac{C_f \cdot f \cdot L \cdot \rho \cdot Q^2}{D^5}. \quad (6)$$

Коэффициент Фэннинга зависит от числа Рейнольдса Re . Для ламинарного течения ($Re < 2000$)

$$f = \frac{16}{Re}. \quad (7)$$

При $Re > 4000$ используется формула [2]:

$$\sqrt{\frac{1}{f}} = -3.6 \log_{10} \left(\frac{6.9}{Re} + \left(\frac{e}{3.7D} \right)^{10/9} \right), \quad (8)$$

где e – абсолютная шероховатость труб в тех же единицах измерения, что и D .

В области $2000 < Re < 4000$ используется линейная интерполяция между значениями, вычисленными по формулам (7) и (8).

Более общее уравнение рассматривается в рамках мультисегментной модели скважины*. Поэтому подробнее данный вопрос в настоящей статье обсуждаться не будет.

Модель дрейфа

Вопрос моделирования потока флюида на участке от забоя до поверхности переключается с вопросом моделирования течения в трубопроводах на поверхности. Для моделирования потоков, как в НКТ, так и в сети наземных трубопроводов, применяются одинаковые модели.

В процессе движения флюида в трубе наибольшее влияние на течение оказывают следующие силы [3]: архимедова сила, сила инерции, вязкостная сила, сила

* См. статью Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П. «Мультисегментная модель скважины» в данном выпуске.

поверхностного натяжения. В ряде случаев, при больших скоростях течения, следует учитывать силу трения потока о стенки трубы.

В рамках задач, решаемых при моделировании процессов разработки месторождений нефти и газа, чаще используется один из трех подходов – эмпирические корреляции, гомогенные модели, механистические модели.

Эмпирические корреляции базируются на использовании экспериментальных зависимостей и распространении полученных результатов на другие случаи. При таком подходе всегда возникают проблемы с ограниченностью экспериментальных данных и корректностью их обобщения. Сами корреляционные зависимости могут быть построены для определенных структур течения или быть независимыми от них.

Гомогенные модели предполагают, что свойства потока жидкости представлены через свойства составляющих ее компонентов. И что закон, выполняемый для однокомпонентной жидкости, распространим и на случай многокомпонентной. Модели могут учитывать проскальзывание компонентов относительно друг друга, но тогда требуются многочисленные эмпирические параметры. Двухфазные модели, учитывающие проскальзывание, в англоязычной литературе носят название drift-flux моделей.

Механистические подходы являются наиболее точными, поскольку они вводят модели, основанные на детальной физике потоков различных структур. Одна из таких моделей предложена в работе [4]. Данные модели перспективны, однако их применение сопряжено с некоторыми трудностями. Полученные решения могут иметь в ряде случаев разрывы по давлению и распределению компонентов. Такие разрывные решения могут приводить к проблемам со сходимостью гидродинамических задач. Выходом из ситуации является сглаживание решений при переходах от одного типа течения к другому. Альтернативный подход состоит в том, чтобы применить гомогенную модель течения в трубах. Двухфазная модель с учетом проскальзывания проще, чем механистическая модель для неустойчивых потоков. Преимущество гомогенных моделей заключается в том, что они относительно просты и обладают непрерывно дифференцируемым решением. Вследствие этого они хорошо подходят для использования в гидродинамических симуляторах. Такие модели нашли свое применение как при использовании модели нелетучей нефти, так и для композиционного моделирования [5].

Гомогенные модели, учитывающие проскальзывание, требуют множества эмпирических параметров. Многие из современных коммерческих симуляторов

используют сходные математические модели для описания течения в трубах. Большинство используемых в этих моделях параметров были определены в экспериментах с вертикальными трубами малых диаметров (2 дюйма или меньше).

Эти параметры не могут быть непосредственно применимы к потокам в скважинах большего диаметра, поскольку механизмы течения в малых трубах могут качественно отличаться от процессов, происходящих в трубах большого диаметра [6, 7]. Поэтому важно, чтобы исходные параметры определялись для труб с диаметрами, представляющими практический интерес. Исходя из этого авторы [8] провели специальные экспериментальные работы с трубами диаметром 6 дюймов.

Введем понятие объемной доли (holdup). Объемная доля определяется для фазы и равна отношению объема, занимаемого данной фазой в сегменте трубы, к общему объему сегмента трубы. В случае отсутствия проскальзывания, для нелетучей нефти, аналогом данного параметра в пористой среде является насыщенность.

Объемная доля фазы задается соотношением

$$\alpha_i = \frac{Vol_i}{Vol}, \quad i = l, g, \quad (9)$$

где Vol – суммарный объем сегмента, а Vol_i – объем сегмента, занятый i -й фазой.

Изначально модель создавалась для двухфазного течения в трубе, но существуют способы перехода и к трехфазному случаю. Вне зависимости от подхода, необходимо определение эмпирических параметров в используемых моделях с проскальзыванием. В первом подходе нефтяная и водная фаза объединяются в одну псевдофазу «жидкость» и в дальнейшем рассматривается двухфазная задача газ–жидкость. В этом случае эффект проскальзывания между нефтью и водой игнорируется. Некоторые работы, например [9, 10], показывают, что вычисление объема фазы в пластовых условиях при таком подходе сопряжено с существенными ошибками.

Другой подход предложен в ряде работ, в том числе в [11]; он же используется в симуляторе [1]. Иногда такой подход называют двухстадийным. В нем используют две двухфазные модели для систем жидкость–газ и нефть–вода. На первом этапе поток из нефти, воды и газа рассматривают как газожидкостный поток с взвешенными средними свойствами для жидкой фазы. Модель с проскальзыванием для системы жидкость–газ позволяет определить объемы в пластовых условиях для газовой и жидкой фазы. На втором этапе модель системы нефть–вода используется для определения объемной доли

нефтяной и водной фаз. Такой идеализированный подход игнорирует влияние третьей фазы на течение двух других. Однако на качественном уровне такая модель позволяет описывать поведение системы. Некоторые алгоритмы, использующие двухстадийный подход, будут кратко рассмотрены ниже.

Как правило, в пакетах гидродинамического моделирования реализуется один из двух подходов. Исключение, например, составляет модуль MSWell, входящий в симулятор GPRS [12]. В MSWell реализованы оба подхода.

Модели течения в трубе двухфазной системы с проскальзыванием фаз

Модель двухфазного течения с проскальзыванием для системы газ–жидкость [13] объясняет проскальзывание двумя эффектами. Первый механизм является результатом различия профилей распределения скоростей и фаз в потоке. Концентрация газа в вертикальном потоке максимальна в центре трубы, где местная скорость смеси также наибольшая. Таким образом, интегрально поперек сечения средняя скорость газа имеет тенденцию быть больше, чем скорость жидкости. Второй механизм связан с эффектом всплывания пузырьков менее плотного газа в жидкости. Схематически распределение скоростей приведено на рис. 1.



Рис. 1. Распределение фронтов скоростей и концентраций при течении в вертикальной трубе

Определим скорости смеси и скорости фаз следующим образом:

$$V_m = \frac{Q_l + Q_g}{A_l + A_g} = V_{sg} + V_{sl}, \quad A = A_o + A_g, \quad V_{sg} = \frac{Q_g}{A}, \quad V_{sl} = \frac{Q_l}{A}, \quad (10)$$

где V_m – средняя скорость смеси, V_{sg} – кажущаяся скорость газовой фазы, V_{sl} – кажущаяся скорость жидкой фазы, A_i – площадь сечения, занятая i -й фазой, A – суммарная площадь сечения.

С учетом (10) верны следующие равенства:

$$V_{sg} = \alpha_g V_g, V_{sl} = \alpha_l V_l, V_m = \alpha_g V_g + \alpha_l V_l, \quad (11)$$

где V_g – истинная скорость газовой фазы, V_l – истинная скорость «жидкости». Термины «кажущаяся скорость» и «истинная скорость» фаз аналогичны используемым при описании фильтрации в пористой среде понятиям «скорость фильтрации» и «истинная скорость» [14].

Предположим, что на вход трубы подается двухфазная система газ–вода с фиксированным отношением фаз, но с возрастающим во времени суммарным дебитом. Если эффекта проскальзывания нет, то на выходе объемная доля газа постоянна и равна его доле на входе. Если проскальзывание есть, то объемная доля газа будет расти с ростом дебита [5].

Таким образом, скорость газовой фазы V_g , с учетом проскальзывания, можно выразить как [13]

$$V_g = C_0 V_m + V_d.$$

Для двухфазной системы нефть–вода записывается схожее уравнение [15]

$$V_o = C'_0 V_l + V'_d,$$

где V_d – скорость проскальзывания в системе газ–жидкость, V'_d – скорость проскальзывания в системе нефть–вода.

Описанные выше отношения базируются на экспериментах для вертикального течения. В работе [15] предложен способ обобщения решения на случай наклонной трубы. Вводится понятие предельной скорости $V_{\infty, \theta}$ следующим образом:

$$V_{\infty, \theta} = V_{\infty} (\cos \theta)^{\frac{1}{2}} (1 + \sin \theta)^2, \quad (12)$$

где θ – угол отклонения от вертикали. Предельная скорость всплытия пузырька или капельки V_{∞} – это эквивалент V_d при стремлении объема газа (или капли) к 0. Предельная скорость всплытия стремится приблизительно к 2.5, когда труба вертикальна. И быстро убывает к нулю, когда труба горизонтальна.

По оценкам, представленным в [15], записанное соотношение хорошо выполняется при углах менее 70° . Если угол больше или не выполняется предположение о малом объеме всплывающей фазы, данный подход может быть использован только как некоторое приближение.

В работе [8] были представлены результаты экспериментов на трубах большого диаметра. Длина трубы составляла 10.9 м при диаметре 15.2 см (6 дюймов). Угол наклона варьировался от 0° (вертикальное положение) до 92° (практически горизонтальное). Эксперименты проводились для 8 разных углов: 0°, 5°, 45°, 80°, 88°, 90°, 92°. В качестве модели нефти использовался керосин с вязкостью 1.5 сПз и плотностью 810 кг/м³. В экспериментах варьировались расходы нефти, воды и газа, исследовались как двухфазные, так и трехфазные режимы течения.

В работе [16] исследовались течения только системы нефть–вода в вертикальных трубах диаметром 18.5 см (7¼ дюймов).

Сопоставление фактических и расчетных параметров

В работе [12] осуществлялось решение обратной задачи.

Для $V_{\infty\theta}$ использовалась несколько отличная от (12) аппроксимация:

$$\text{для системы нефть–вода: } V_{\infty\theta} = V_{\infty} [n_1 \cos \theta + n_2 \sin 2\theta + n_3 \sin 3\theta],$$

$$\text{для системы вода–газ: } V_{\infty\theta} = V_{\infty} [n_1 (\cos \theta)^{n_2} (1 + \sin \theta)^{n_3}].$$

Определению подлежали параметры n_1 , n_2 , n_3 плюс еще 3 используемых при определении C_0 параметра, а также один параметр из зависимости для V_d . Таким образом, производился поиск 7 параметров.

На рис. 2, 3 представлено сравнение рассчитанных по модели [1] объемных долей для газа при течении системы газ–вода и фактических данных из экспериментов. По оси абсцисс отложены экспериментальные данные, а по оси ординат – параметры, рассчитанные по соответствующей модели. Разные типы отметок соответствуют разным углам наклона трубы. Очевидно, что при идеальном совпадении фактических и расчетных данных все значения должны лежать на прямой линии, проходящей через начало координат под углом в 45° (на рисунках – жирная линия). Пунктирными линиями отмечен 10%-ный доверительный интервал, точками – 20%-ный доверительный интервал. Следующие 7 иллюстраций (рис. 4–10) взяты из работы [12].

После решения обратной задачи была достигнута следующая степень совпадения расчетных и фактических данных.

Во-первых, ошибка упала в три раза. Во-вторых, что существеннее, все рассмотренные случаи уложились в 20%-ный доверительный интервал (см. рис. 3). Этого не наблюдалось при сопоставлении фактических данных в модели [1] (см. рис. 2).

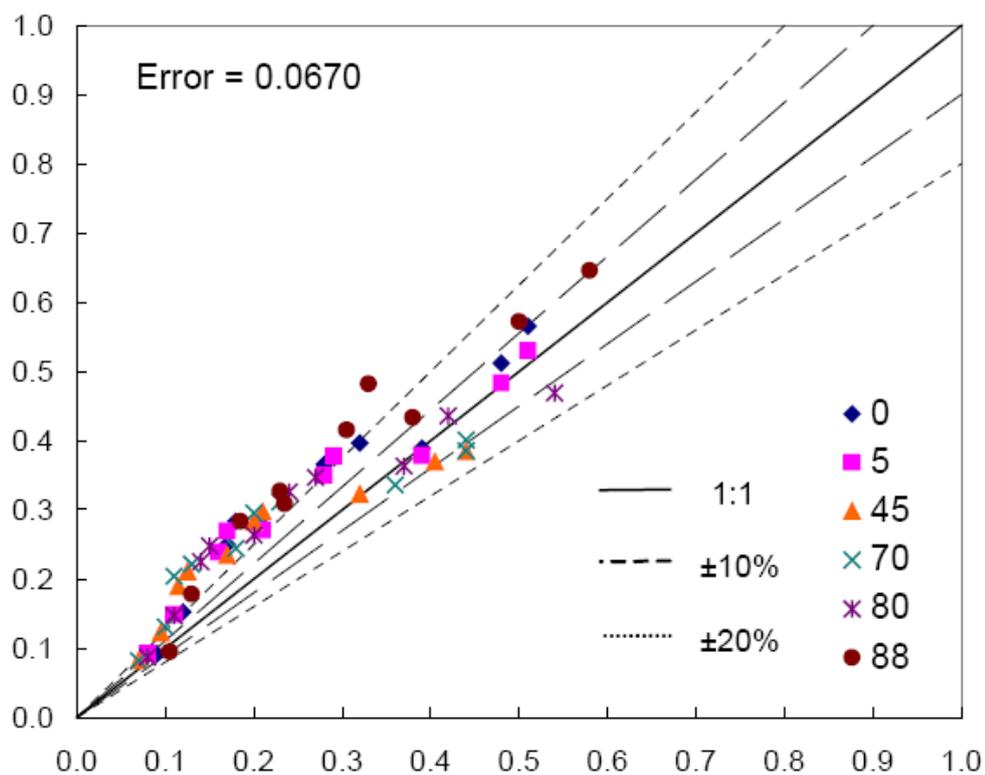


Рис. 2. Рассчитанные по модели [1] и фактические объемные доли газовой фазы для системы газ-вода

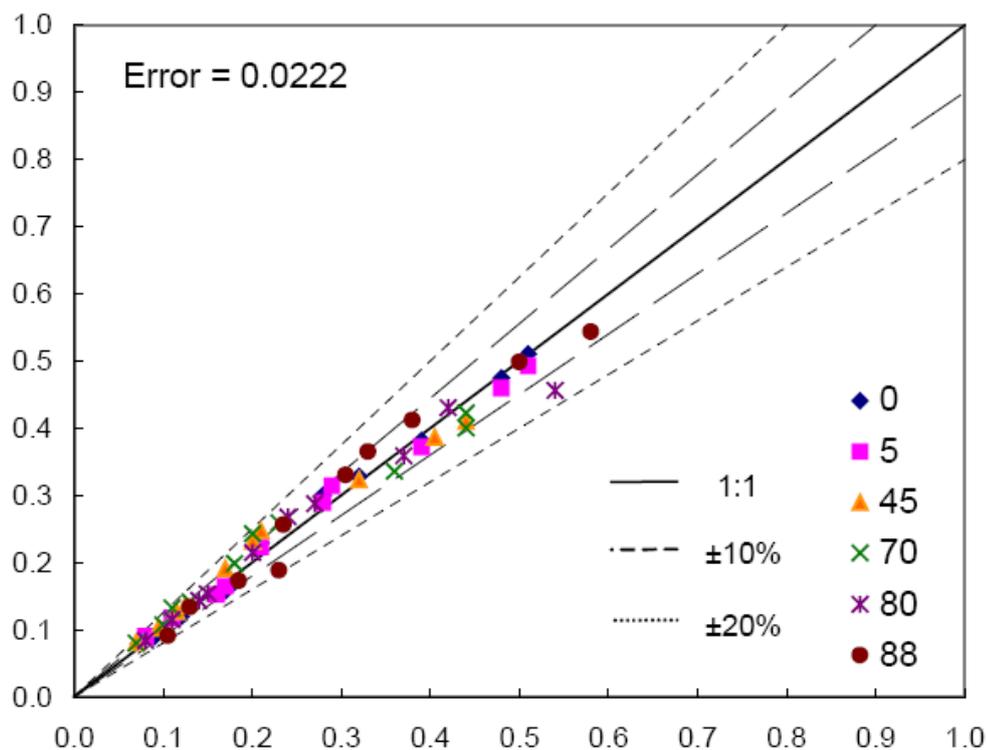


Рис. 3. Рассчитанные по модели MSWell (после адаптации) и фактические объемные доли газовой фазы для системы газ-вода

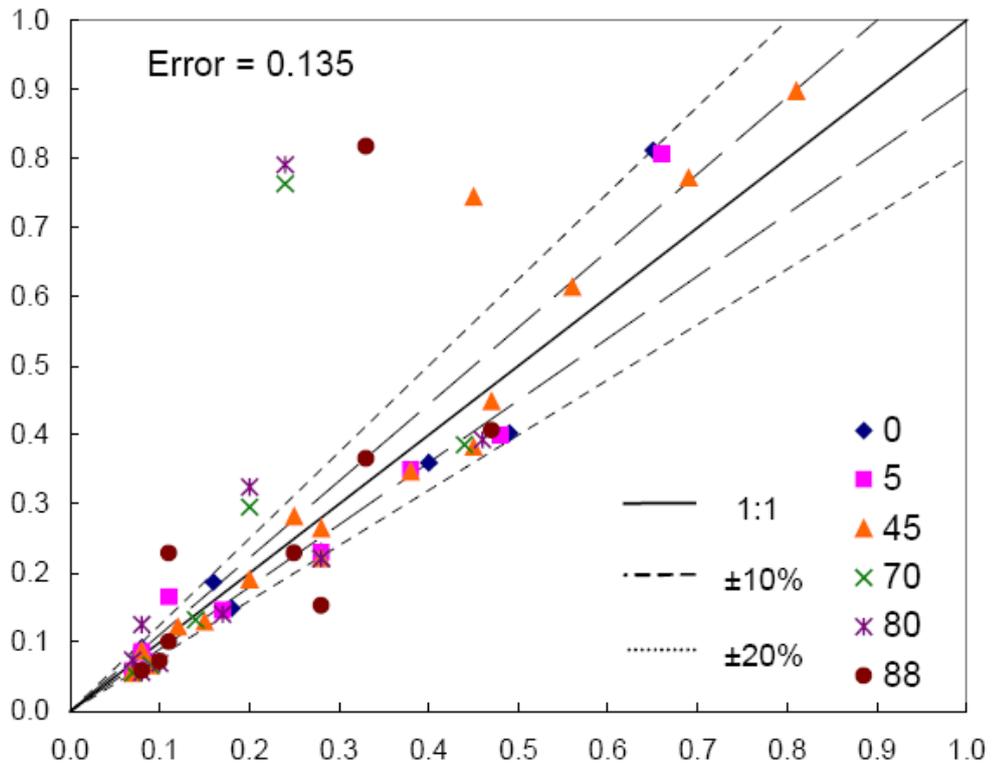


Рис. 4. Рассчитанные по модели [1] и фактические объемные доли нефти в пластовых условиях для системы нефть–вода

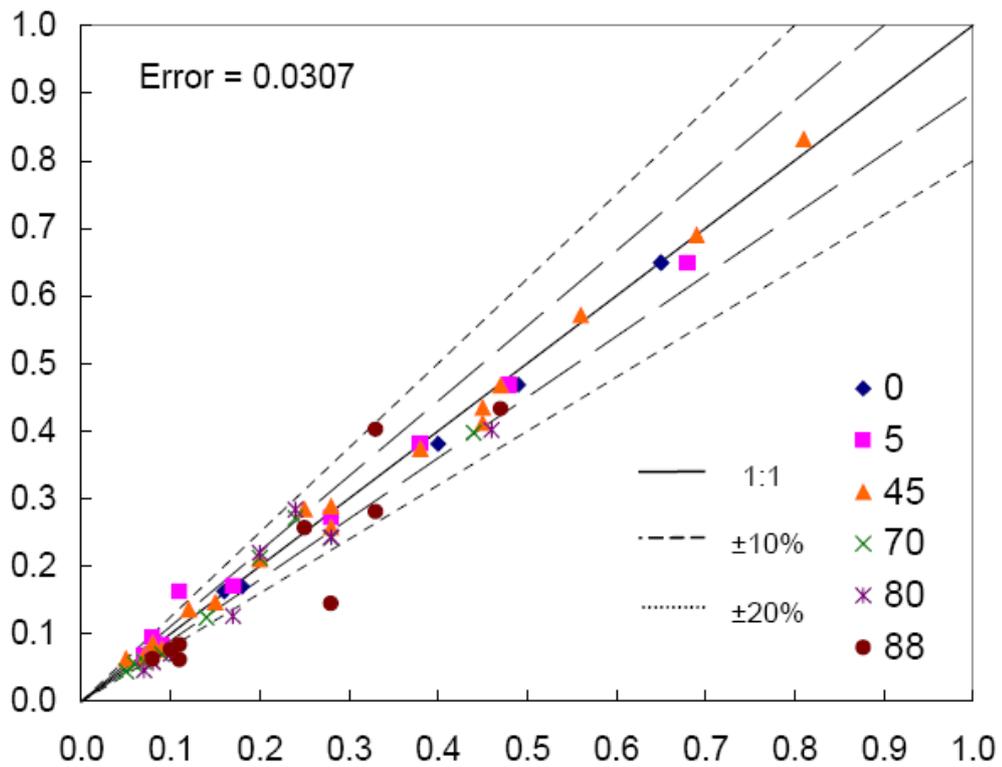


Рис. 5. Рассчитанные по модели MSWell (после адаптации) и фактические объемные доли нефтяной фазы для системы нефть–вода

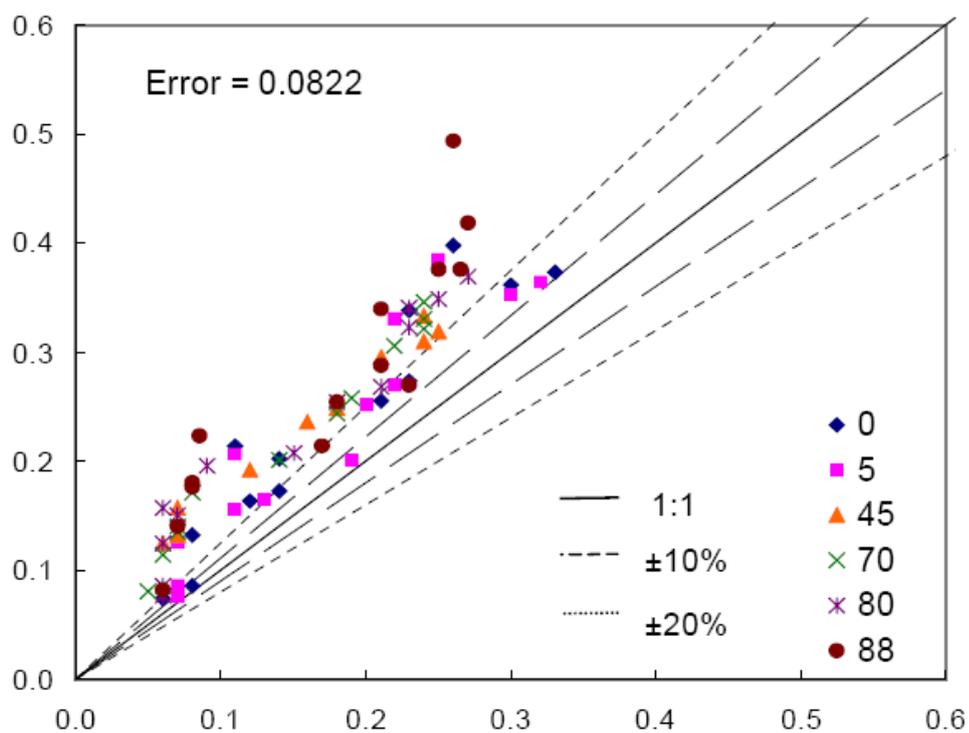


Рис. 6. Рассчитанные по модели [1] и фактические объемные доли газовой фазы для системы газ–нефть–вода

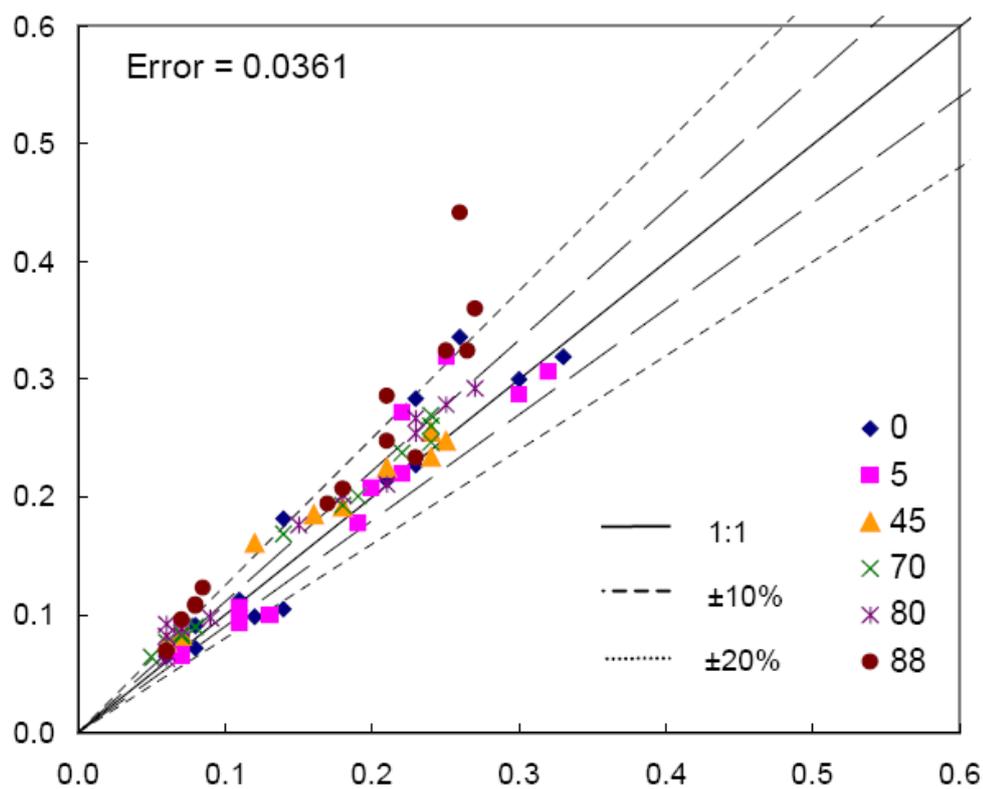


Рис. 7. Рассчитанные по модели MSWell (после адаптации) и фактические объемные доли газовой фазы для системы газ–нефть–вода

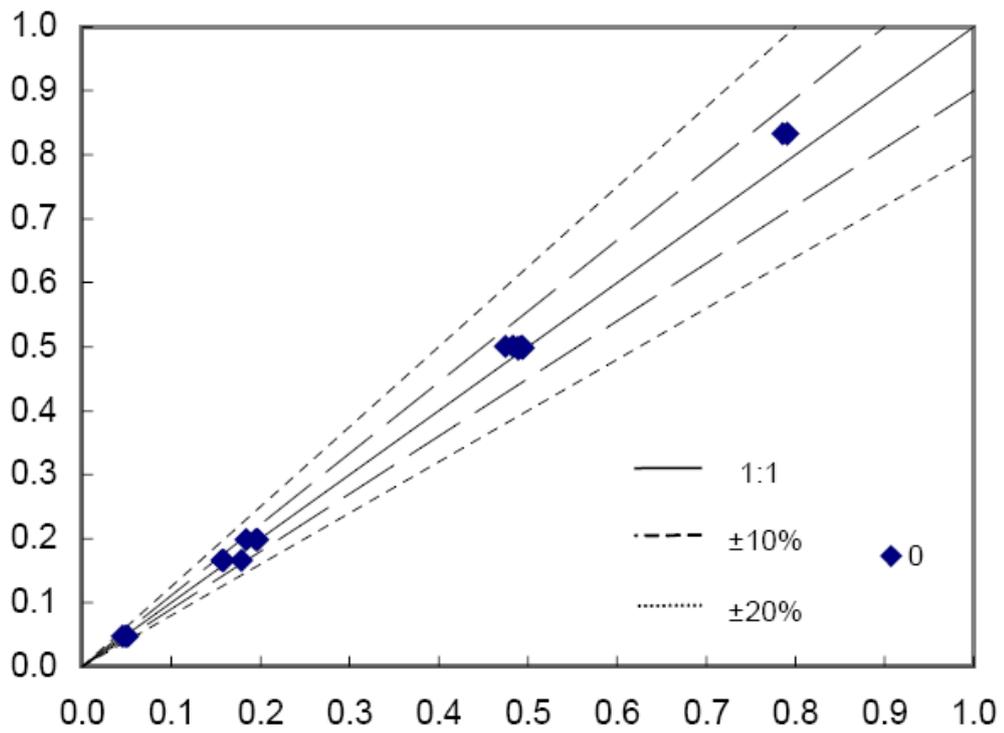


Рис. 8. Рассчитанные и фактические значения объемной доли нефтяной фазы в жидкости при трехфазном течении (угол наклона трубы 0°)

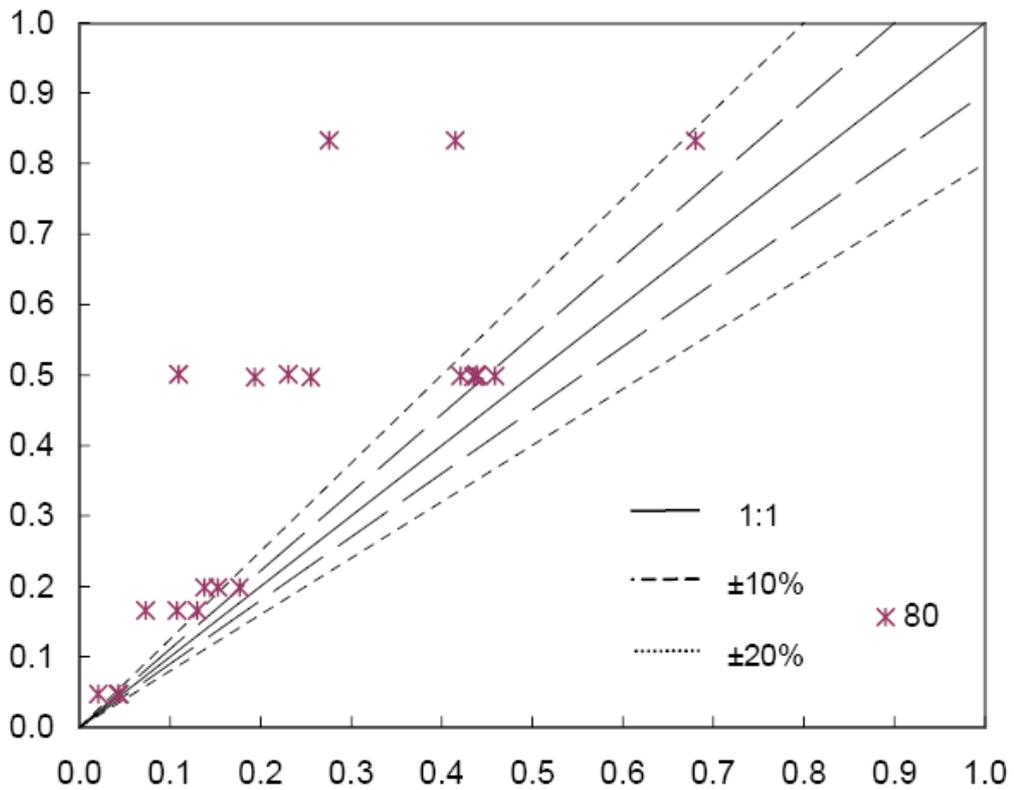


Рис. 9. Рассчитанные и фактические значения объемных долей нефтяной фазы в жидкости при трехфазном течении (угол наклона трубы 80°)

Сопоставление расчетных и фактических параметров системы нефть–вода представлено на рис. 4 и 5. И в данном случае ошибка заметно снизилась.

Для трехфазной системы, при использовании двухстадийного способа моделирования, объемные доли газа в пластовых условиях приведены на рис. 6 и 7. Как видно из рисунков, при положении трубы близко к горизонтальному уровню (угол наклона 88°) обе модели дают не очень хорошее совпадение. Однако модель MSWell обеспечивает лучшую точность. Падение точности модели, видимо, происходит из-за влияния третьей фазы на течение двух других.

Проскальзывание между нефтяной и водной фазами в присутствии газа не описывается универсальными законами. Поведение фаз зависит от угла наклона трубы. На рис. 8 дается графическое представление расчетных и фактических значений объемных долей нефтяной фазы в жидкости при трехфазном течении. Из рисунка видно, что для вертикальной трубы модельные значения лежат в 10%-ном интервале от фактических. Это можно считать хорошим результатом. Но для угла наклона 80° ситуация существенно хуже (см. рис. 9), что может быть связано с движением вытянутых (продолговатых) пузырьков газа, возникающих при гравитационной сегрегации (всплытии) газа [8].

Для оценки влияния газа на трехфазный поток введем параметр m_g , который является функцией угла наклона θ и объемной доли газа α_g . Кроме этого, понадобится новый параметр a_3 , который зависит от θ (в радианах).

$$\alpha_g < a_3 : m_g(\theta, \alpha_g) = 1 - \frac{\alpha_g}{a_3(\theta)},$$

$$\alpha_g \geq a_3 : m_g(\theta, \alpha_g) = 0,$$

$$a_3(\theta) = 0.017 \exp(\theta^{3.28}).$$

Когда объем газа приближается к нулю, модель гладко возвращается к двухфазной модели нефть–вода. Однако, когда объем газа превышает a_3 , проскальзывание между фазами исчезает. Модель ведет себя линейно между этими двумя состояниями. На рис. 10 представлена зависимость a_3 от угла наклона. Из рисунка видно, что когда значение a_3 существенно меньше единицы, эффектом проскальзывания можно пренебречь. При углах наклона менее 70° влияние проскальзывания невелико.

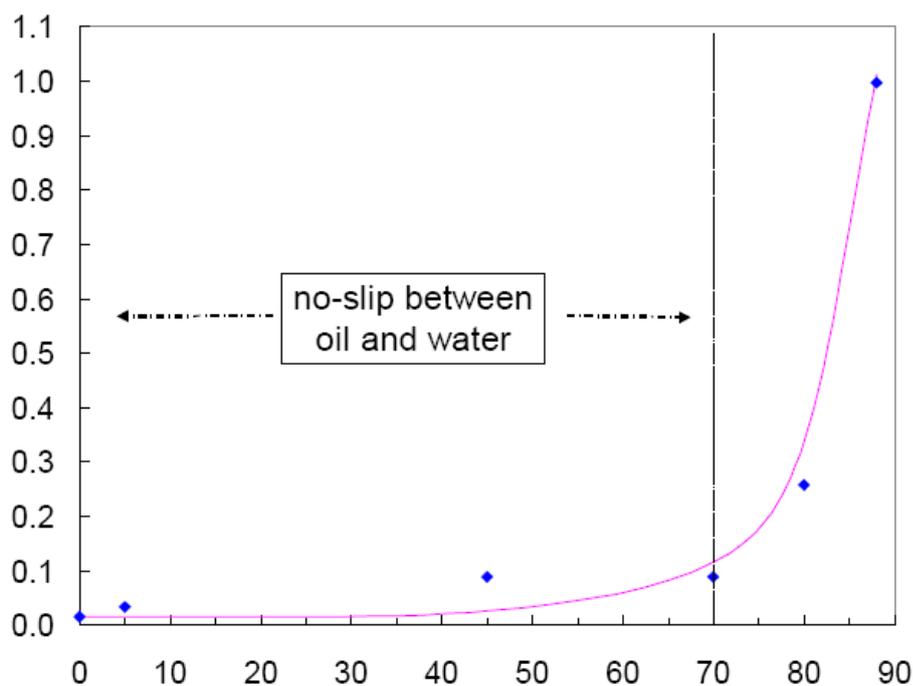


Рис. 10. Зависимость параметра a_3 от угла наклона

В дальнейшем были предприняты усилия по улучшению модели MSWell. Так, авторы работы [17] поставили перед собой две цели. Во-первых, построить новую модель течения в трубах с проскальзыванием. Требуемая модель, с одной стороны, должна одинаково подходить для труб как большого, так и малого диаметра. С другой стороны, решение должно обладать свойством непрерывной дифференцируемости. Во-вторых, требовалось разработать алгоритм, который в реальном времени позволил бы при решении обратной задачи уточнить необходимые коэффициенты модели. В алгоритме используются два различных целевых функционала. Первый использует фактические и расчетные значения устьевого давления. Второй использует расчетные и фактические значения объемов нефтяной и газовой фаз в пластовых условиях.

В процессе достижения поставленных задач авторам пришлось решить целый ряд технических и теоретических проблем. Например, обеспечить надежный сбор и первичную обработку информации с датчиков в реальном времени. Качество модели проверялось в сопоставлении с экспериментами на трубах большого диаметра [8, 16], а также с фактическими данными на трубах малого диаметра – 45 мм (1.79 дюйма) [18]. Объем фазы в пластовых условиях для трехфазной системы определялся с использованием двухстадийного подхода. Решение задачи для случая добычи безводной нефти позволило оценить минимально необходимый объем данных. В результате создан

программный пакет SURF (Stanford University real-time facilities). Кроме SURF, была создана программа *PolyInterpret*, которая обеспечивает сбор первичной информации от датчиков, фильтрует данные, строит полиномиальные зависимости, описывающие поступающие данные, и передает эти результаты в базу данных.

Из иллюстрационного материала работы [17] следует, что новая модель неплохо описывает как двухфазное, так и трехфазное течение в трубах малого и большого диаметров. Наибольший разброс между вычисленными и фактическими результатами наблюдается в вариантах с углом наклона 45° .

Выводы

С переходом к интеллектуальным скважинам с присущими им высокими дебитами вопросы моделирования скважины не упрощаются, а лишь усложняются. Даже для расчета перепада давления становится необходимым переходить ко все более сложным моделям, учитывающим различные аспекты многофазного течения в трубах. Ибо от величины депрессии и репрессии зависит, будет ли интервал добывающим или нагнетательным. А соответственно – как изменится профиль добычи или закачки в зависимости от воздействий от управляющих течением клапанов.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научное обоснование новых экологически чистых технологий разработки месторождений углеводородов в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерных экспериментов», № АААА-А16-116022510270-1).

ЛИТЕРАТУРА

1. Schlumberger ECLIPSE 2008.1 Technical Description. 2008.
2. *Haaland S.E.* Simple and explicit formulas for the friction factor in turbulent pipe flow // J. Fluids Eng. 1983. Vol. 105, No.1. P. 89–90.
3. *Soo S.L.* Multiphase fluid dynamics. Hong Kong: Science Press, 1990. 400 p.
4. *Petalas N., Aziz K.* A mechanistic model of stabilized Multiphase flow in Pipes // Pet. Eng. Dep. Stanford University. 1997. August. 13 p.
5. *Byer T.J.* Newton methods for simulation of reservoirs with surface facilities: Ph.D. Dissertation, 2000. Stanford: Stanford University.
6. *Abduvayt P., Manabe R., Arihara N.* Effects of pressure and pipe diameter on gas-liquid two-phase flow behavior in pipelines // Paper SPE 84229 prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado, 5–8 October 2003. 15 p.

7. *Jepson W.P., Taylor R.E.* Slug flow and its transitions in large-diameter horizontal pipes // *Int. J. Multiphase Flow*. 1993. Vol. 19. P. 411–420.
8. *Oddie G., Shi H., Durlofsky L.J., Aziz K., Pfeffer B., Holmes J.A.* Experimental study of two and three phase flows in large diameter inclined pipes // *Int. J. Multiphase Flow*. 2003. Vol. 29. P. 527–558.
9. *Fairhurst C.P., Rarrett N.* Oil/water/gas transport in undulating pipelines – field observations, experimental data, and hydraulic model comparisons // Paper SPE 38811 prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas, 5–8 October 1997. 12 p.
10. *Taitel Y., Barnea D., Brill J.P.* Stratified three phase flow in pipes // *Int. J. Multiphase Flow*. 1995. Vol. 21. P. 53–60.
11. *Holmes J.A.* Description of the drift flux model in the LOCA Code RELAP-UK // *I. Mech. E. Paper 206/77*. Proceedings of the Conference on Heat and Fluid Flow in Water Reactor Safety. Manchester, UK, 13–15 September 1977.
12. *Durlofsky L.J., Aziz K.* Advanced techniques for reservoir simulation and modeling of nonconventional wells // *Final Report*. 2004. August. 213 p.
13. *Zuber N., Findlay J.A.* Average volumetric concentration in two-phase flow systems // *J. Heat Transfer*. 1965. Vol. 87. P. 453–468.
14. *Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д.* Нефтегазовая гидромеханика. М.-Ижевск: Ин-т компьютер. исслед. 2005. 544 с.
15. *Hasan A.R., Kabir C.S.* A simplified model for oil/water flow in vertical and deviated wellbores // *SPE Prod. & Fac.* February. 1999. P. 56–62.
16. *Hill A.D.* A comparison of oil-water slip velocity models used for production log interpretation // *J. Pet. Sci. & Eng.* 1992. Vol. 8. P. 181–189.
17. *Nagoo A.S.* Real-time calibration of drift-flux flow models // *Dep. Petr. Eng. of Stanford University*. 2006.
18. *Spedding P.L., Nguyen V.T.* Data on holdup, pressure loss and flow pattern for two-phase, air-water flow in an inclined pipe // *Report 122*, University of Auckland, Auckland, New Zealand, 1976.