

Гидрогеология

УДК 532.5.01

АНАЛИЗ И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ДВУХФАЗНОГО ПОТОКА (ВОДА-НЕФТЬ)

Ю.А. Зяблицкая

Томский политехнический университет
E-mail: zyablitskayaya@hw.tpu.ru

Показаны проблемы, возникающие при интерпретации и анализе данных гидродинамических исследований, проведенных на скважинах с обводненностью, отличной от нуля. Разобраны преимущества и недостатки применяемых методов интерпретации и анализа. Представлен новый метод нормализации подвижности для анализа результатов гидродинамических исследований скважин.

Ключевые слова:

Гидродинамические исследования, подвижность, обводненность, коллектор, проницаемость, двухфазный поток.

Key words:

Well test, mobility, water cut, reservoir, permeability, two phase flow.

В настоящее время гидродинамические исследования скважин (ГДИС) являются одним из наиболее эффективных методов, позволяющих получить информацию о пласте при разработке нефтяных и газовых месторождений.

Точное знание параметров пласта необходимо на всех стадиях разработки месторождения. Такие параметры, как проницаемость пласта, наличие литологических или тектонических экранов, определение гидродинамической связи между отдельными регионами залежи, значение начального и текущего пластового давления, состояние призабойной зоны скважины, являются ценной информацией для построения и адаптации гидродинамической модели, оценки поведения коллектора, прогнозирования добычи. Гидродинамические исследования скважин – основной инструмент, позволяющий эту информацию получить на этапах гео- и гидромоделирования и проектирования разработки месторождений. В ходе контроля разработки месторождений результаты таких исследований показывают динамические изменения в пласте при добыче углеводородов [1, 2].

При проведении гидродинамических исследований для регистрации в скважине гидродинамических и технологических параметров (давления, дебита, уровней раздела фаз и др.) зачастую требу-

ется остановка скважины, что приводит к прямым потерям в добыче нефти (либо газа). Требуются также дополнительные финансовые и временные затраты на исследования и последующую интерпретацию полученных результатов. Результаты исследований позволяет не только оценить характеристики коллектора, но и спланировать комплексы мероприятий по гидроразрыву пласта, кислотной обработке призабойной зоны скважины, ремонтные работы. В случае несоблюдения требований к технологии проведения измерений в ходе исследования, либо к качеству интерпретации полученных экспериментальных данных, исследование скважины будет неинформативным, а полученные характеристики пласта ошибочными. Кроме того, низкое качество проведенных исследований может привести к отрицательной эффективности мероприятий, спланированных на основе их результатов (неверный выбор кандидатов на проведение гидроразрыва, кислотную обработку и пр.).

Современные технологии проведения измерений при гидродинамических исследованиях, а также методики интерпретации полученных данных позволяют повысить качество и информативность исследований. Однако существует ряд задач, решение которых требует специального подхода. К таким задачам относятся случаи исследований в ин-

тервалах многофазного течения флюида в пласте. В данной статье автор подробно рассматривает вопрос интерпретации гидродинамических исследований, когда две фазы – вода и нефть подвижны в пласте.

Теория интерпретации гидродинамических исследований обычно основывается на аналитическом решении уравнения диффузии. Допущения его известны – однофазный поток флюида с постоянной сжимаемостью и вязкостью. Однако в реальности условия не выполняются, в пласте одновременно две фазы подвижны, и вязкость и сжимаемость не остаются постоянными. Несмотря на развитие в последние 30 лет различных методов для ограничения водопритока в скважину, большинство скважин, работающих на зрелых месторождениях, обводнены. Причины этому близость водоносного горизонта, изменение насыщенности в процессе разработки, либо применение заводнения для поддержания пластового давления. Потребность в получении точной информации о пласте приводит к поиску новых методов интерпретации исследований, проведенных на обводненных скважинах, учитывающих присутствие второй фазы (в данном случае воды).

Традиционная методика интерпретации гидродинамических исследований основывается на допущении об однофазном несжимаемом потоке флюида. В случае использования данного допущения для анализа гидродинамических исследований, проведенных в интервале двухфазного потока, возможна неверная оценка проницаемости пласта и скин-фактора скважины ввиду изменения подвижности и сжимаемости жидкости с ростом доли воды в потоке. Необходимы специальные методики расчета.

Существующие в настоящее время методики:

1. Метод Перрине–Мартина – это модифицированный стандартный метод интерпретации [3]. В 1956 г. было предложено заменить свойство фазы (подвижность, сжимаемость) на общее свойство жидкости. Подвижность жидкости представляется как сумма подвижностей по каждой фазе. Метод дает возможность рассчитать эффективные проницаемости по каждой фазе и оценить скин-фактор. В 1959 г. Дж.С. Мартин показал, что допущение работает в случае, когда градиент давления незначителен, а насыщение равномерно [4]. Увеличение насыщенности по газу вблизи скважины ведет к завышению скин-фактора, неравномерная насыщенность приводит к занижению эффективных проницаемостей. Метод остается по-прежнему наиболее применимым, несмотря на ряд недостатков, и реализован в большинстве специализированных программных продуктов.
2. Метод Р.Ю. Рагвана разработан в 1976 г. [5]. Для расчетов используется функция псевдавления. Применение метода требует точного знания относительных фазовых проницаемостей. Метод реализован в нескольких программных

продуктах. Позволяет получить значение абсолютной проницаемости и скин-фактора. Минусы методики: сложность, чувствительность результатов к качеству относительных фазовых проницаемостей, результаты интерпретации тестов на восстановлении давления и падения давления не дают одинаковых результатов.

3. Метод, описанный А.Дж. Аль-Халифа, К. Азиз и Р.Н. Хорнер в 1987 г. [6], подразумевает использование квадрата давления и не требует знания относительных фазовых проницаемостей. В результате метод позволяет более точно определить эффективные проницаемости по каждой фазе, в сравнении с методом Перрине–Мартина. Однако ввиду сложности вычислений, широкого распространения он не получил.

Анализ современных методов интерпретации показал, что существующие методики либо содержат комплексные длительные вычисления, либо качество результатов зависит от значений относительных фазовых проницаемостей.

В статье предлагается новая методика, позволяющая проанализировать результаты гидродинамических исследований в интервалах двухфазного потока воды и нефти.

Вода и нефть близки по реологическим характеристикам; пласт, работающий водонефтяной смесью, с большой долей обоснованности может описываться как однородная среда с некоторыми интегральными свойствами и характеристиками [2].

Первая характеристика это общая подвижность пластовой жидкости. В соответствии с теорией Баклея–Левретта о несмешивающемся несжимаемом линейном течении жидкости в пласте, общая подвижность жидкости может быть представлена как сумма подвижностей воды и нефти:

$$\left(\frac{k}{\mu}\right)_i = \frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_w}{\mu_w},$$

где k_w, k_o – эффективная проницаемость по воде и по нефти; μ_w, μ_o – вязкость воды и нефти.

Общая подвижность зависит от значений эффективных проницаемостей по каждой фазе при определенной насыщенности и от вязкости нефти и воды. С увеличением доли воды в потоке с течением времени меняются эффективные проницаемости по воде и нефти. Как следствие, общая подвижность жидкости в пласте не остается постоянной. На рис. 1 показан вид теоретической кривой общей подвижности жидкости в зависимости от обводненности для различных соотношений подвижностей воды и нефти:

$$M = \frac{k'_{rw}\mu_o}{k'_{ro}\mu_w},$$

где k'_{rw} – значение относительной фазовой проницаемости по воде при остаточной нефтенасыщенности; k'_{ro} – значение относительной фазовой проницаемости по нефти при связанной воде.

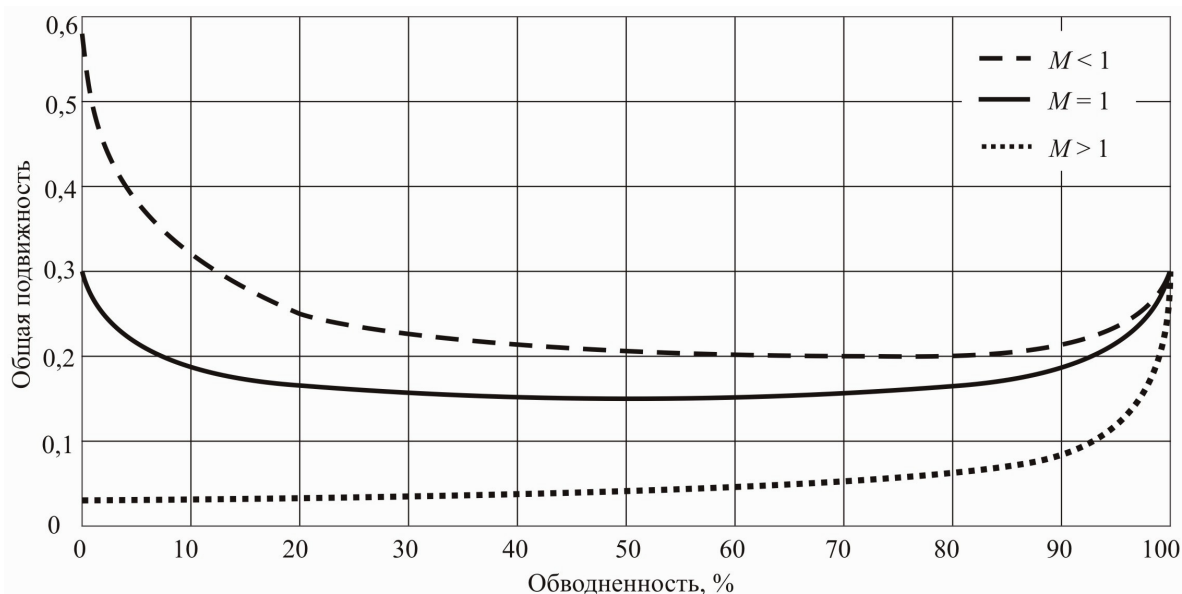


Рис. 1. Теоретические кривые зависимостей общей подвижности жидкости от обводненности для разных соотношений подвижностей воды и нефти

При анализе зависимостей определяются 2 критических интервала обводненности, в которых резко изменяется значение общей подвижности.

Чем меньше значение M , тем более резкое уменьшение общей подвижности жидкости происходит в интервале небольших значений обводненности. Данный интервал обводненности выбран как первый критический интервал. Значение соотношения подвижностей меньше 1 возможно в случае легкой нефти, вязкость которой в пластовых условиях ниже вязкости воды.

При увеличении M наблюдается рост подвижности жидкости в интервале высокой обводненности. Это второй критический интервал. Значение M тем больше, чем более вязкая нефть.

Теоретические размеры критических интервалов определяются свойствами флюидов и зависят от значений относительных фазовых проницаемостей флюидов. В представленном автором случае для легкой нефти с вязкостью 0,3 сП более значителен первый критический интервал (до 20%), в то время как второй критический интервал составляет всего 5%. Для нефтей с незначительной вязкостью небольшая доля воды в потоке резко уменьшает общую подвижность жидкости.

Для нефти с повышенной вязкостью (30 сП) наблюдается отсутствие первого критического интервала, и увеличение протяженности второго интервала (80...100%). Чем больше вязкость нефти, тем раньше увеличивается подвижность жидкости при повышении обводненности потока.

Информация об ожидаемых критических интервалах важна для планирования гидродинамических исследований. В случае необходимости проведения исследования на обводненной скважине, следует понимать что значение общей подвижности, определяемое с помощью стандартной методики интерпретации через тангенс угла наклона

кривой давления m в полулогарифмическом масштабе, позволяет определить значение подвижности (k/μ) , характеризующее только текущее распределение насыщенности в пласте. Дальнейшее изменение доли воды в двухфазный поток приведет к изменению и результата (k/μ) . Полученное значение отличается от подвижности одной нефти при связанной воде. Трудность дальнейшего использования данного числа состоит в том, что неясно, вязкость какого флюида необходимо брать в выражении (k/μ) для расчета проницаемости пласта, и, даже, зная вязкость, как рассчитанная проницаемость соотносится с проницаемостью абсолютной. Полученное значение напрямую не может быть использовано в гидродинамической модели, либо для построения карт проницаемости.

Вторая характеристика водонефтяной смеси – это общая сжимаемость системы c_t

$$C_t = (C_o S_o + C_w S_w + C_f),$$

где C_o, C_w, C_f – сжимаемости нефти, воды и породы, МПа⁻¹; S_o, S_w – значения нефте- и водонасыщенности.

Если не учитывать изменение сжимаемости при увеличении водонасыщенности, возможна неверная оценка результатов ГДИС для определения скин-фактора обводненной скважины. В случае исследования кривых восстановления давления скин-фактор скважины для двухфазного течения определяется по формуле:

$$S = \frac{1}{2} \left[\frac{P_{wf}(\Delta t = 0) - P^*}{m} - \ln \left(\left(\frac{k}{\mu} \right)_i \frac{t_p}{\phi c_t r_w^2} \right) + 7,43 \right],$$

где $R_{wf}(\Delta t=0) - P^*$ – разница давления в начале исследования и экстраполированного давления; t_p – время исследования, с; m – тангенс угла наклона кривой давления; ϕ – пористость.

Если не учитывать изменение сжимаемости жидкости с течением времени, скин-фактор будет завышен. Для определения скин-фактора рекомендуется использовать формулу Перрине–Мартина [3, 4], которая позволяет учитывать изменение сжимаемости при изменении насыщенности.

Для учета изменений подвижности жидкости при расчете проницаемости предлагается метод нормализации подвижности, позволяющий учесть неоднородность свойств пласта и получить более точные характеристики проницаемости. Полученное значение напрямую может быть использовано в гидродинамической модели. С помощью специальных кривых относительных подвижностей общая подвижность системы при любом значении обводненности $(k/\mu)_i$ пересчитывается в подвижность по нефти при связанной воде $(k/\mu)_{i,S_{wc}}$. Поскольку вязкость нефти известна, возможен расчет эффективной проницаемости по нефти при связанной воде, которая напрямую закладывается в гидродинамическую модель.

Общая подвижность жидкости в пласте при текущем значении обводненности может быть получена анализом кривых изменения давления согласно формуле

$$(k/\mu)_i = \frac{q_i B_i}{mh} = \left(\frac{k_{effo,S_w}}{\mu_o} + \frac{k_{effw,S_w}}{\mu_w} \right),$$

где k_{effo,S_w} , k_{effw,S_w} – эффективная проницаемость при насыщенности S_w по нефти и по воде соответственно, мД; μ_w , μ_o – вязкость воды и нефти соответственно, сП; q_i – дебит жидкости, м³/сут; B_i – общий объемный коэффициент.

Кривые относительной подвижности жидкости – это графическое изображение зависимости относительной подвижности жидкости Z от обводненности потока:

$$Z = \frac{(k/\mu)_{o,S_{wc}}}{(k/\mu)_i}$$

Графический вид кривой относительной подвижности $Z=f(X)$, где X – текущее значение обводненности, зависит от характеристик пласта (неоднородности проницаемости, значения относительных фазовых проницаемостей k_{ro} и k_{rw}) и вязкости пластового флюида (воды и нефти). Теоретические кривые строятся на основе информации о фазовых проницаемостях насыщающих флюидов и вязкости фаз.

На рис. 2 представлен общий вид теоретических кривых относительной подвижности для четырех значений вязкости нефти. Вязкость воды равна 1 сП. Для построения использовались одинаковые зависимости фазовых проницаемостей. С помощью кривой фракционального потока рассчитывалось значение обводненности, соответствующее нужной водонасыщенности. Даже в случае одинаковой вязкости воды и нефти значение Z отличается от 1. Это вызвано изменением фазовых проницаемостей каждого из флюидов при увеличении доли воды.

Если насыщенность равна насыщенности связанной воды, $Z=1$ в любом случае. При другом значении обводненности величина Z будет изменяться в зависимости от вязкости флюидов.

В работе показано, что вид кривой общей подвижности определяется значениями вязкости воды и нефти и не зависит от исходного значения абсолютной проницаемости пласта [7].

Влияние на форму теоретической кривой, помимо свойств флюидов, оказывает только значение относительных фазовых проницаемостей. Однако теоретическая кривая строится, исходя из ряда допущений теории Баклея–Левретта. Если знать

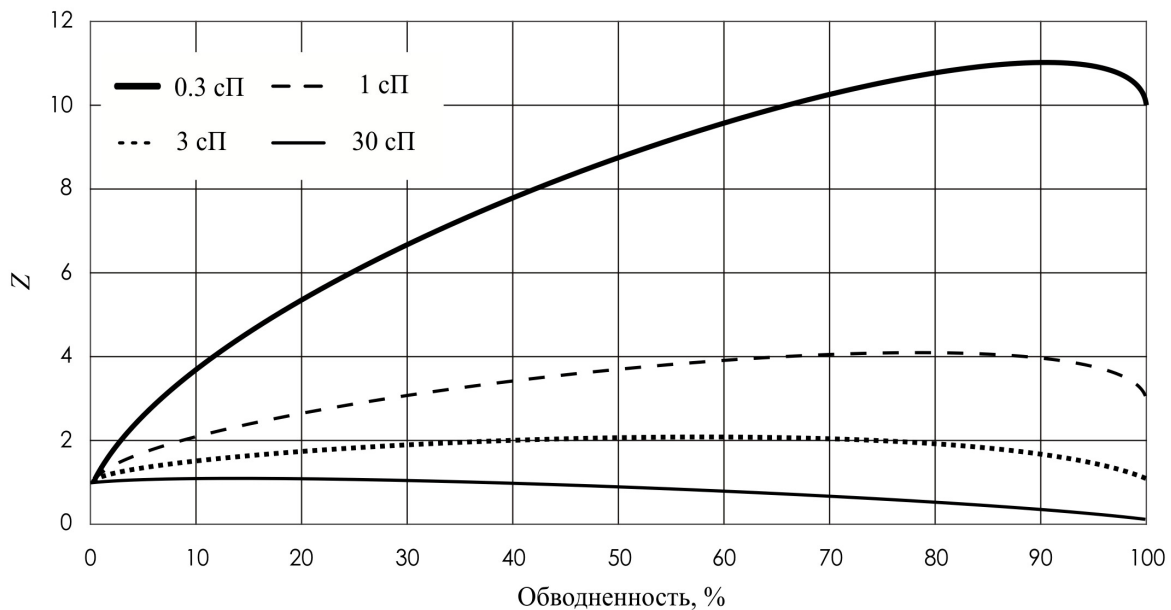


Рис. 2. Кривые относительной подвижности для нефтей с разной вязкостью

фактическую кривую относительной подвижности $Z=f(X)$ для конкретного месторождения, расчет эффективной проницаемости по нефти будет выполняться по формуле.

$$k_{effo_Swc} = Z(k/\mu)_i \mu_o,$$

где k_{effo_Swc} — эффективная проницаемость по нефти при связанной воде, мД.

Методика нормализации подвижности включает следующие операции:

- сбор результатов лабораторных исследований флюидов и керна;
- построение теоретической кривой относительной подвижности на основе теории Баклея—Левверетта;
- анализ имеющихся результатов гидродинамических исследований скважин, определение значений подвижности при разной обводненности;
- корректировка теоретической кривой относительной подвижности на значения, полученные при интерпретации исследований. При большом количестве исследований на разных уровнях обводненности возможно строить кривую относительной подвижности сразу по фактическим данным, без использования фазовых проницаемостей. Получение фактической кривой относительной подвижности, характеризующей данное месторождение;
- анализ гидродинамических исследований скважин, работающих водонефтяной смесью. Определение k_{effo_Sw} .

Кривые относительной подвижности для реального месторождения могут быть:

- для одной скважины на основе гидродинамических исследований, проведенных в разные периоды времени, с учетом того, что скважина работает с разной обводненностью;
- для выбранного участка месторождения на основе данных исследований скважин. Предполагается относительная однородность проницаемости в данном регионе;

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ипатов А.И., Кремнецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. — М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2005. — 708 с.
2. Кремнецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин. — М.: МАКС Пресс, 2008. — 476 с.
3. Perrine R.L. Analysis of Pressure BuildUp Curves. Drill. and Prod. Prac. — Dallas, API, 1956. — 520 p.
4. Martin J.C. Simplified Equations of Flow in Gas Drive Reservoirs and the Theoretical Foundation of Multiphase Pressure Buildup Analyses. — Trans., AIME, 1959. — 216 p.

• обобщенные — для месторождения на основе данных всех гидродинамических исследований. Точность полученных значений Z для разных значений обводненности будет зависеть от:

- количества гидродинамических исследований;
- размеров региона, охваченного в ходе исследования;
- качества проведенных исследований.

Полученные кривые подвижности Z будут отражать только характеристику конкретного пласта (относительные фазовые проницаемости) и свойства флюида данного месторождения. Необходимо отметить, что зависимость $Z=f(X)$ показывает, как для данного коллектора присутствие нескольких фаз влияет на их эффективные проницаемости. Следовательно, возможно использование данной зависимости и для анализа кривых фазовых проницаемостей.

При отсутствии данных для получения зависимости $Z=f(X)$ месторождения, можно использовать зависимость месторождений-аналогов, с корректировкой на результаты гидродинамических исследований.

Выводы

Предложена простая методика нормализации подвижности для интерпретации гидродинамических исследований, проведенных на обводненных скважинах. Согласно данной методике, общая подвижность жидкости в пласте нормируется на значение эффективной проницаемости по нефти при связанной воде. Расчетные кривые относительной подвижности корректируются с учетом фактических значений подвижности жидкости, определенных по результатам испытаний скважин. Это позволяет снизить влияние фазовых проницаемостей на итоговый результат. Кривые относительной подвижности далее используются для определения проницаемости по нефти при связанной воде. Результат напрямую может быть использован в гидродинамической модели.

5. Raghavan R. Well-Test analysis for Multiphase Flow // SPE paper 14098, presented at the SPE International Meeting on Petroleum Engineering. — March 17–20, 1986. — Beijing, 1986. — 10 p.
6. Al-Khalifah A.-J.A., Horner R.N., Aziz K. In-place determination of Reservoir Relative Permeability Using Well Test Analysis // SPE paper 16775, presented at the 62nd Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE. — September 27–30, 1987. — Dallas, 1987. — 15 p.
7. Zheng S., Xu W. New Approaches for Analyzing Transient Pressure from Oil and Water Two-Phase Flowing Reservoir // SPE paper 127615, presented at the Kuwait International Conference and Exhibition. — December 14–18, 2009. — Kuwait, 2009. — 25 p.

Поступила 15.04.2010 г.