

АНАЛИЗ И ВЫБОР МЕТОДОВ РАСЧЕТА ГРАДИЕНТА ДАВЛЕНИЯ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ

Бикбулатов С.М. (ООО «ЮНГ-НТЦ Уфа»),

Пашали А.А. (КНТЦ ОАО «НК «Роснефть»)

В статье представлен анализ существующих общепринятых методов расчета характеристик многофазного потока в стволе скважины. Приведено описание различных методик и их классификация, исследованы ограничения и область применения методов, вынесены рекомендации по использованию.

This work contains the analysis of existing common methods for calculation of multiphase flow parameters in wells. Described of different methods and considered their classification. Restrictions and area of their application examined, made recommendations for their use.

Введение

Многие задачи, связанные с оценкой потенциала и оптимизацией производительности нефтяных и газовых скважин требуют учета многофазного потока в обсадной колонне, насосно-компрессорных трубах и затрубном пространстве. К таким задачам относятся:

- расчет забойного давления скважины;
- интерпретация гидродинамических исследований скважин;
- проведение узлового анализа и расчет рабочей точки системы скважина-пласт;
- дизайн системы механизированной добычи;
- дизайн и оптимизация конструкции скважины с целью достижения запланированных уровней добычи углеводородов.

Для точных расчетов в системах труб нефтяных и газовых скважин необходимо умение прогнозировать поведение газожидкостных потоков в скважинах. Успешное решение перечисленных задач требует применения современных методов расчета характеристик многофазного потока в стволе скважины. В настоящее время существуют общепризнанные методы расчета многофазного потока. Некоторые из них общие, другие же применимы в очень узком диапазоне параметров. Некоторые из них эмпирические, в других, напротив, делаются попытки моделировать явления лежащие в основе тех или иных процессов. Жизненно важно при этом, чтобы человек занимающийся расчетами, связанными с многофазным потоком, знал об ограничениях и области применения того

или иного метода. Широкий разброс параметров, встречающийся в добывающих скважинах, осложняет разработку методов для прогнозирования поведения многофазного потока. Так методы, которые работают для газоконденсатных скважин, не работают для нефтяных скважин, а допущения верные для одних скважин совершенно не допустимы для других. Целью настоящей работы является анализ существующих общепринятых методов расчета градиента давления в скважинах и выработка рекомендаций по области их применимости.

Методы расчета и их классификация

На ранних стадиях исследования многофазный поток рассматривался как однородная смесь газа и жидкости. Этот подход не учитывал тот факт, что фаза газа быстрее фазы жидкости. Такой подход без учета эффекта проскальзывания занижал перепад давления, потому что объем ствола скважины, занятый жидкостью, по прогнозам был слишком мал. В качестве улучшения метода без учета эффекта проскальзывания были предложены эмпирические корреляции с поправкой на эффект проскальзывания.

Эмпирические корреляции

Brill & Mukherjee [1] было предложено следующее разделение эмпирических корреляций на три категории:

Категория «А». Рассматривает многофазный поток без учета режимов потока и эффекта проскальзывания. Плотность смеси рассчитывается на основе газового фактора. То есть, делается допущение, что газ и жидкость движутся с одинаковой скоростью. Используется одна единственная корреляция для двухфазного коэффициента трения. Не выделяются различные режимы потока.

Категория «В». Учитывает эффект проскальзывания, не учитывает режимы потока. Требуется корреляция и для объемного содержания жидкости и для коэффициента трения. Поскольку газ и жидкость движутся с различной скоростью, необходимо предусмотреть метод прогнозирования того, какой объем трубы занят жидкой фазой на любом участке трубы. Для всех режимов потока используются одни и те же корреляции объемного содержания жидкости и коэффициента трения.

Категория «С». Учитывает эффект проскальзывания и режимы потока. Для прогнозирования объемного содержания жидкости и коэффициента трения необходимы не только корреляции, но и методы определения режима потока. Определив режим потока, можно подобрать корреляцию для прогнозирования объемного содержания

жидкости и коэффициента трения. Метод расчета градиента давления также зависит от режима потока.

В таблице перечислены наиболее распространенные корреляции для многофазного восходящего потока, а также дана их классификация по категориям.

Таблица 1. Классификация методов по категориям	
<u>Метод</u>	<u>Категория</u>
Poetman and Carpanter	a
Baxendell and Thomas	a
Fancher and Brown	a
Hagedorn and Brown	b
Gray	b
Duns and Ros	c
Orkisewski	c
Aziz et al.	c
Chierici et al.	c
Beggs and Brill	c
Mukherjee and Brill	c

Методы категории «А» больше не используются для прогнозирования градиента давления многофазного потока в скважинах. Они могут применяться только для высокодебитных скважин с рассеянным пузырьковым режимом потока, так как данный режим потока характеризует отсутствие эффекта проскальзывания.

В категории «В» наиболее распространенными можно назвать два метода. *Method Hagedorn and Brown* [2] один из наиболее часто употребляемых корреляционных методов, который основывается на данных, полученных на экспериментальной вертикальной скважине глубиной около 460 метров. В экспериментах фаза газа была представлена воздухом, а в качестве жидкостей использовались вода и нефть с вязкостью 10, 30 и 110 сантипуаз. Метод Hagedorn and Brown является наиболее обобщенным, он был разработан для самых разнообразных условий вертикального многофазного потока.

Method Gray является специализированным, он был разработан для вертикальных газовых скважин, добывающих также и конденсат и/или свободную воду. Для разработки данной корреляции было использовано 108 наборов данных. При этом 88 из 108 наборов данных были получены на добывающих скважинах.

Методы представленные в категории «С» различаются тем, как они предсказывают те или иные режимы потока и тем как в каждом отдельном режиме потока рассчитывается объемное содержание жидкости и компоненты трения и ускорения градиента давления.

Method Duns and Ros [5] является результатом интенсивных лабораторных исследований с замерами давления и объемного содержания жидкости. Было проведено около 4000 испытаний многофазного потока в вертикальной трубе высотой 185 футов (56.4 m). Большинство испытаний проходили практически в атмосферных условиях, где фазу газа представлял воздух, а фазу жидкости жидкие углеводороды или вода. Объемное содержание жидкости измерялось с помощью радиоактивного индикатора. Прозрачная часть прибора позволяла наблюдать тот или иной режим потока. Для каждого из трех наблюдаемых режимов были выведены корреляции коэффициента трения и скорости проскальзывания, по которым далее можно было рассчитать объемное содержание жидкости.

Method Orkiszewski. Orkiszewski [9] проверил несколько признанных корреляций на реальных данных и пришел к выводу, что ни одна из них не является точной для всех режимов потока. Затем он выбрал те корреляции, которые считал наиболее точными для пузырькового и аэрозольного режимов потока, и предложил новую корреляцию для пробкового режима потока. Корреляция для пробкового режима потока была выведена на основе данных Hagedorn and Brown. Для пузырькового потока Orkiszewski выбрал метод Griffith and Wallis, а для аэрозольного режима – метод Duns and Ros.

Method Beggs&Brill [6] был первым методом, учитывающим угол наклона, включая наклонные скважины. Для испытаний применялись отрезки акриловых труб диаметром 1 и 1,5 дюйма и длиной 90 футов (27.4 m). Угол наклона трубы мог быть любым. Флюиды были представлены водой и воздухом. Сначала велось наблюдение за режимами потока в горизонтальных трубах каждого диаметра при изменении дебита жидкости и газа. Затем выбирались определенные дебиты, менялись углы наклона, и велось наблюдение за объемным содержанием жидкости и градиентом давления. Объемное содержание жидкости и градиент давления измерялись при различных углах наклона 0° , $\pm 5^{\circ}$; $\pm 10^{\circ}$; $\pm 15^{\circ}$; $\pm 20^{\circ}$; $\pm 35^{\circ}$; $\pm 55^{\circ}$; $\pm 75^{\circ}$; $\pm 90^{\circ}$. Корреляции были выведены на основе 584 испытаний.

Method Mukherjee&Brill [7] был разработан для того, чтобы преодолеть ограничения метода Beggs&Brill, а также, чтобы ввести новые технологии по определению объемного содержания жидкости. Их экспериментальное оборудование состояло из стальной трубы в форме перевернутой буквы U с внутренним диаметром 1,5 дюймов. Закрытый конец этой трубы можно было поднимать и опускать, создавая любой угол наклона от 0° до 90° . Каждая сторона U-образной трубы была 56 футов и имела тестовые 32-х футовые отрезки с восходящим и нисходящим потоком. Прозрачная часть каждой стороны трубы позволяла наблюдать режимы потока в трубе и применять сенсоры приемистости для

измерения объемного содержания жидкости. В качестве флюидов использовали воздух и керосин или смазочное масло. Было получено примерно 1000 измерений перепада давления и около 1500 измерений объемного содержания жидкости для различных дебитов газа и жидкости.

Важно отметить, что единственные корреляции, учитывающие угол наклона скважины, это корреляции Beggs&Brill и Mukherjee&Brill. Следовательно, эти два метода применимы и для нагнетательных скважин, и для трубопроводов, проложенных по пересеченной местности. Все остальные методы для наклонных скважин должны применяться очень осторожно.

Механистические модели

Несмотря на то, что объемной содержание жидкости и эффект трения часто зависели от режима потока, прогнозируемого по эмпирическим картам, в целом эти методы все ещё рассматривали флюиды как однородную смесь.

К сожалению, подход к флюиду как однородной смеси совершенно не отражает реальной ситуации, что приводит к неточным прогнозам характеристик потока. При попытке улучшить качество прогнозов характеристик потока был найден компромисс между эмпирическим и двухфазным подходом. Этот подход назван феноменологическим или механистическим моделированием, при котором основные физические законы используются для моделирования важных характеристик потока, таких как прогнозирование режима потока. Метод механистического моделирования подразумевает некоторую долю эмпиризма, но только для прогнозирования особых механизмов потока. В целом, механистические модели базируются на фундаментальных законах и потому дают более точный прогноз при вариации геометрических параметров и параметров флюидов.

В данных моделях, как правило, сначала определяется режим потока, затем, учитывая механизм того или иного режима потока, рассчитываются параметры потока. Наиболее распространенными механистическими моделями можно назвать модели Hasan&Kabir [3] и Ansari et al.[4]

Method Ansari et al. является комплексной механистической моделью для восходящего вертикального двухфазного потока. Несмотря на то, что в модель заложена возможность использования и для случая наклонных скважин, попытки рассчитать эффект угла наклона не предпринимались.

Анализ применимости и рекомендации

Оценка эффективности методов расчета градиента давления в стволе скважины.

Для расчета перепада давления в скважине требуется знание профиля скважины, определенный метод расчета градиента давления, а также информация необходимая для расчета PVT соотношений и адекватные данные для расчета температуры флюидов как функции глубины. Каждое из перечисленных требований есть потенциальный источник ошибок при расчете перепада давлений.

Частая ошибка при расчетах в наклонных скважинах – не использование в расчетах точных данных о профиле скважины. Часто профиль не известен по причине отсутствия данных.

Модель нелетучей нефти для расчета PVT свойств, которая включает в себя расчет физических свойств нефти и газа, может являться весьма неточной во многих реальных приложениях. Например, ошибка при расчете давления насыщения по разным моделям может превышать 50 %. В зависимости от глубины скважины это может привести к серьезным ошибкам при расчете перепада давления. Корреляции для расчета PVT свойств часто некорректно предсказывают часть скважины, в которой представлено однофазное течение. Это может привести к противоречащим результатам при расчете градиента давления с применением различных корреляций PVT свойств.

Другой источник частых ошибок при использовании эмпирических корреляций или механистических моделей для расчета градиента давления частое отсутствие проверки на реалистичность, например такой: рассчитанное объемное содержание жидкости всегда превосходит объемное содержание жидкости без эффекта проскальзывания для восходящего потока. Модифицированные корреляции, как правило, включают подобные проверки на реалистичность. Корреляции, которые не были модифицированы, такие как Duns&Ros [5], Mukherjee&Brill [6] и Aziz et. al. [8], уязвимы в этом плане.

Ansari et. al. [4] был проведен анализ шести часто используемых корреляций и двух механистических моделей. Расчет перепада давления с применением каждой корреляции и модели был сравнен с замеренными данными из базы данных по скважинам, разработанной Tulsa University Fluid Flow Projects (TUFFP). База данных содержит 1712 скважин с широким диапазоном данных (см. таблицу 2).

Таблица 2. Диапазоны данных в базе данных TUFFP.

Источник	Номинальный диаметр		Расход нефти		Расход газа		Плотность нефти	
	<i>min</i>	<i>max</i>	<i>min</i>	<i>max</i>	<i>min</i>	<i>max</i>	<i>min</i>	<i>max</i>
	(мм)		(м3/д)		(тыс. м3/д)		т/м3	
Old TUFFP Databank	25.4	203.2	0	1614	0.042	299	0.7	1.004
Govier and Fogarasi	50.8	101.6	1.2	254	3.23	776	0.581	0.953
Asheim	85.7	152.4	114	4293	21	1577	0.651	0.85
Chierici et. al.	85.7	127	0.05	11	0.17	791	0.797	1.012
Prudhoe Bay	139.4	177.8	95	3657	5.7	3115	0.651	0.91

Метод и критерии сравнения данных.

Сравнение корреляций и моделей основано на следующих статистических параметрах:

$$E_1 = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n e_{ri} \right) \times 100, \quad (1)$$

где

$$e_{ri} = \frac{\Delta p_{i\text{calc}} - \Delta p_{i\text{meas}}}{\Delta p_{i\text{meas}}}. \quad (2)$$

$$E_2 = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |e_{ri}| \right) \times 100. \quad (3)$$

$$E_3 = \sum_{i=1}^n \sqrt{\frac{(e_{ri} - E_1)^2}{n-1}}. \quad (4)$$

$$E_4 = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n e_i \right), \quad (5)$$

где

$$e_i = \Delta p_{i\text{calc}} - \Delta p_{i\text{meas}}, \quad (6)$$

$$E_5 = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |e_i| \right), \quad (7)$$

$$E_6 = \sum_{i=1}^n \sqrt{\frac{(e_i - E_4)^2}{n-1}}, \quad (8)$$

Здесь $\Delta p_{i\text{calc}}$, $\Delta p_{i\text{meas}}$ – рассчитанный и замеренный перепады давления соответственно.

Таблица 3. Относительная эффективность

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
N	1712	1086	626	755	1381	29	1052	654	745	387	70
Ansari	0,700	1,121	1,378	0,081	0,000	0,143	1,295	1,461	0,112	0,142	0,000
HagBr	0,585	0,600	0,919	0,876	0,744	2,029	0,386	0,485	0,457	0,939	0,546
Aziz	1,312	1,108	2,085	0,803	1,062	0,262	1,798	1,764	1,314	1,486	0,214
DunsRos	1,719	1,678	1,678	1,711	1,792	1,128	2,056	2,028	1,852	2,296	1,213
HasKa	1,940	2,005	2,201	1,836	1,780	0,009	2,575	2,590	2,044	1,998	1,043
BegBr	2,982	2,908	3,445	3,321	3,414	2,828	2,883	2,595	3,261	3,282	1,972
Orkis	4,284	5,273	2,322	5,838	4,688	1,226	3,128	3,318	3,551	4,403	6,000
MukBr	4,883	4,647	6,000	3,909	4,601	4,463	5,343	5,140	4,977	4,683	1,516

1=весь банк данных;**2**=вертикальные скважины;**3**=наклонные скважины;**4**=вертикальные скважины без данных Hagedorn and Brown;**5**=все скважины без данных Hagedorn and Brown;**6**=все скважины с 75% пузырькового течения;**7**=все скважины с 100% пробкового течения;**8**=вертикальные скважины с 100% пробкового течения;**9**=все скважины с 100% пробкового течения без данных Hagedorn and Brown;**10**=все вертикальные скважины с 100% пробкового течения без данных Hagedorn and Brown;**11**=все скважины с 100% пленочного течения

Ansari=модель Ansari et al. ;**HagBr**=корреляция Hagedorn and Brown ;**Aziz**=корреляция Aziz et al.;**DunsRos**=корреляция Duns and Ros;**HasKa**=модель Hasan and Kabir;**BegBr**=корреляция Beggs and Brill;**Orkis**=корреляция Orkiszewski;**MukBr**=корреляция Mukherjee and Brill

Для сравнения были использованы следующие корреляции и модели: модифицированная Hagedorn and Brown [2], Duns and Ros [5], Orkiszewski с коррекцией Triggs, Beggs and Brill [6] с коррекцией Payne et al., Mukherjee and Brill [7], Aziz et al. [8] и Hasan and Kabir [3]. Оценка была произведена путем сравнения статистических параметров. При оценке была также использована относительная эффективность, которая определяется следующим образом:

$$F_{rp} = \frac{|E_1| - |E_{1\min}|}{|E_{1\max}| - |E_{1\min}|} + \frac{E_2 - E_{2\min}}{E_{2\max} - E_{2\min}} + \frac{E_3 - E_{3\min}}{E_{3\max} - E_{3\min}} + \frac{|E_4| - |E_{4\min}|}{|E_{4\max}| - |E_{4\min}|} + \frac{E_5 - E_{5\min}}{E_{5\max} - E_{5\min}} + \frac{E_6 - E_{6\min}}{E_{6\max} - E_{6\min}}, \quad (9)$$

Минимально и максимально возможные значения F_{rp} 0 и 6, означающие лучшую и худшую эффективность, соответственно. В таблице 2 приведено сравнение методов в терминах F_{rp} . Лучшие значения в столбцах отмечены жирным шрифтом.

Общее сравнение.

Общее сравнение было произведено с использованием всего банка данных, результаты приведены в колонке 1 таблицы 3. Эффективность была также проверена для случая только вертикальных скважин (колонка 2) и для случая только наклонных скважин (колонка 3). Чтобы сделать оценку объективной относительно методов была создана вторая база данных, исключая 331 набор данных Hagedorn and Brown. Для данной урезанной базы данных колонка 4 показывает результаты для случая только вертикальных скважин, колонка 5 показывает результаты для комбинации случаев вертикальных и горизонтальных скважин.

Эффективность отдельных моделей режимов потока основывается на наборах данных, доминирующих в одном определенном режиме потока, рассчитанном по границам описанным Ansari et al [4]. Чтобы иметь адекватное число наборов данных с пузырьковым режимом потока рассматривались случаи с пузырьковым режимом потока, представленным на более чем 75% длины скважины. Результаты по данным случаям представлены в колонке 6. В колонках 7 - 10 представлены результаты для случаев с пробковым режимом потока, представленным на 100 % длины скважины. В колонках 7-8 представлены результаты по всему банку данных, а в 9-10 колонках представлены результаты по приведенному банку данных. В колонке 11 представлены данные по

скважинам со 100% пленочного режима.

Эффективность модели Ansari et al. для пленочного режима существенно лучше, чем всех остальных методов. Общая эффективность методов Hagedorn and Brown, Aziz et al., Duns and Ros, и Hasan and Kabir сопоставима. Для последних трех методов это может быть объяснено использованием механизмов потока. Превосходная эффективность метода Hagedorn and Brown может быть объяснена только обширными данными, которые были использованы при разработке данного метода, и модификациями, которые были сделаны для данной корреляции. По факту, при использовании урезанных данных модель Ansari et al. эффективнее (колонки 4 и 5). Хотя корреляция Hagedorn and Brown в случае наклонных скважин эффективнее остальных.

Только 29 наборов данных удовлетворили критерию пузырькового режима потока. Модель Hasan and Kabir для этих данных дает лучший результат. Если включены данные Hagedorn and Brown (колонки 7 и 8), тогда их метод превосходит эффективность метода Ansari et al. для пробкового режима потока. Если исключить данные Hagedorn and Brown модель Ansari et al. работает лучше как для случая только вертикальных скважин, так и для случая всех скважин.

Для пленочного режима потока модель Ansari et al. существенно лучше всех остальных методов (колонка 11).

Rucknell et al. [10] сравнил рассчитанные падения давления с замеренными для 246 наборов данных, собранных с восьми месторождений, включая газовые и газоконденсатные месторождения. Эти данные не были использованы при разработке методов расчета градиента давления. На основе данных представленных ими можно сделать следующие выводы:

1. Несмотря на разработку новых механистических моделей, ни один метод не дает точного прогноза забойного давления на всех месторождениях.
2. Традиционные методы расчета падения давления, такие как Duns and Ros, дают хорошие результаты на нефтяных скважинах, но могут давать очень плохие результаты в газовых скважинах. Новые механистические модели дают разумные результаты и в газовых и в нефтяных скважинах.
3. Среди всех сравненных методов механистическая модель Ansari et al. дает лучшие результаты. В нефтяных скважинах 62% падений давлений предсказаны с ошибкой менее $\pm 6\%$. В газовых скважинах 68% падений давлений рассчитаны с ошибкой $\pm 15\%$. Эти результаты были получены на наклонных скважинах с большими диаметрами труб, типичными для скважин Северного моря.

Salim and Stanislav [11] сравнили методы описывающие течение смеси жидкости и газа в скважинах с 189 наборами данных, собранных из пяти различных источников. Большинство их данных было взято со скважин в которых представлен пленочный режим течения. Они сделали вывод, что эмпирические корреляции Orkiszewski и Duns and Ros показывают меньшую эффективность, чем механистические модели.

Ясно, сравнение методов расчета градиента давления для расчета падения давления в скважине сложная задача. В данном контексте рекомендуется использовать точные оценки, основанные на сравнении реально замеренных данных, для выбора конкретного метода. Если же нет возможности сравнить реальные замеры с расчетами, тогда при выборе метода можно руководствоваться таблицей 3, учитывая при этом лучшую эффективность того или иного метода в определенном режиме течения.

Выводы

Описанные методы являются лишь попыткой описать сложную природу многофазного потока и ни один из них нельзя назвать на 100% верным. Авторы надеются на то, что приведенный в данной статье анализ и небольшой обзор методов расчета падения давления в условиях многофазного потока помогут в правильном выборе метода расчета для решения той или иной задачи.

Литература

1. J.P. Brill, H.Mukherjee "Multiphase Flow in Wells" – SPE 1999.
2. Hagedorn, A.R. and Brown, K.E: "Experimental Study of Pressure Gradients Occuring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits", JPT (april 1965) 475.
3. Hasan, A.R. and Kabir, C.S.: "A Study of Multiphase Flow Behavior in Vertical Wells," SPEPE (1998) 263; Trans., AIME, 285
4. Ansari, A.M. et al.: "A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Wellbores," SPEPF (1994) 143; Trans., AIME, 297
5. Duns, H.Jr. and Ros, N.C.J.: "Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells," Proc., Sixth World Pet. Cong., Tokyo (1963) 451.
6. Beggs, H.D. and Brill, J.P.: "A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes," O3E (1973) 607; Trans., AIME, 255.
7. Mukherjee, H. and Brill, J.P.: "Pressure Drop Correlation for Inclined Two-Phase Flow," J. Energy Res. Tech. 1985 107, 549
8. Aziz, K., Govier, G.W., and Fogarasi, M.: "Pressure Drop in Well Producing Oil and Gas," J. Cdn. Pet. Tech. 1972 11, 38
9. Orkiszewski, J.: "Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipes," JPT (June 1967) 829.
10. Pucknell, J.K., Mason, J.N.E., and Vervest, E.G.: "An Evaluation of Recent Mechanistic Models of Multiphase Flow for Predicting Pressure Drops in Oil and Gas Wells," paper SPE 26682, 1993
11. Salim, P.H. and Stanislav, J.F.: "Evaluation of Methods Describing the Flow of Gas Liquid Mixture in Wells," J. Cnd. Pet. Tech. jan. 1994 - 33, 58