

РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА ВЛИЯНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ WELLFLO, НЕОБХОДИМЫЙ НА СТАДИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГДИС**РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА ВЛИЯНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ WELLFLO, НЕОБХОДИМЫЙ НА СТАДИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГДИС**

*М.Р. Камартдинов, науч. сотрудник, ЦППС НД ТПУ
И.С. Игнатов, науч. сотрудник, УфаНИПИнефть*

Оценка длительности периода влияния ствола скважины (ВСС) на перераспределение забойного давления одна из наиболее важных задач с точки зрения проектирования гидродинамических исследований скважин. Расчеты, связанные с такой оценкой, существенно усложняются для многофазного потока в скважине, так как происходят сложные физические процессы в скважине, а набор имеющихся данных ограничен. В этой статье рассматриваются два основных подхода для расчета коэффициента ВСС с помощью программного продукта WellFloTM: первый основан на оценке сжимаемости газа, а второй на изменении уровня раздела между областью с пузырьковым режимом (двухфазного) потока и регионом доминирования газовой фазы.

Для оценки длительности эффекта ВСС используются ряд критериев, основанных на величине коэффициента ВСС (C_s). В простейших случаях, таких как расширение/сжатие флюида в стволе скважины или меняющийся уровень флюида в стволе скважины, коэффициент ВСС может быть рассчитан с помощью простых формул [1]. Но в случае многофазного потока в НКТ коэффициент ВСС определяется тем, как происходит перераспределение фаз в стволе скважины. Значение C_s зависит от величин, характеризующих следующие процессы: увеличение давления вследствие продвижения пузырьков газа вверх по скважине; сжатие жидкости в стволе скважины, вызванное послеэксплуатационным притоком, а также формирование в стволе газовой зоны непосредственно у устья скважины [2, 3, 4].

Программный продукт WellFloTM позволяет рассчитать такие параметры, как давление, объемное содержание жидкости (ОСЖ) в движущемся по эксплуатационной скважине потоке, скорость жидкости как функцию глубины при работе скважины на установившемся режиме. Предполагая, что в момент остановки скважины, ее характеристики такие же, что и при установившемся режиме притока, можно оценить величину C_s . Первый шаг построение упрощенной модели скважины: в модель не включаются штуцера и другое оборудование, НКТ постоянного диаметра, скважина предположительно вертикальная (пренебрегаем любыми отклонениями от вертикали). Пример построенной модели скважины представлен на рис. 1.

РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА ВЛИЯНИЯ СТОЛА СКВАЖИНЫ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ WELLFLO, НЕОБХОДИМЫЙ НА СТАДИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГДИС

Объемное содержание газа и давление в зависимости от глубины представлены на Рис.2 и Рис. 3. При этом можно четко выделить три режима течения в стволе скважины (Табл 1). Режим доминирования газовой фазы включает пробковый, кольцевой и эмульсионный режимы (двухфазного) потока. Резкое увеличение H_g и снижение градиента давления означает переход от пузырькового режима к режиму доминирования газовой фазы. Все рассматриваемые скважины можно разделить на две группы в зависимости от наличия перехода к режиму доминирования газовой фазы.

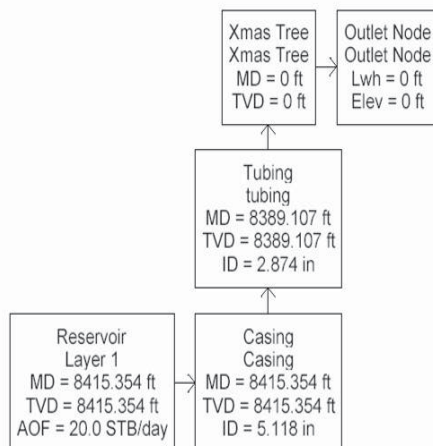


Рис. 1. Модель скважины

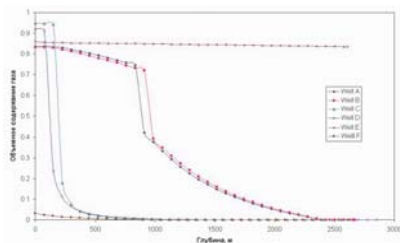


Рис. 2. Зависимость объемного содержания газа от глубины

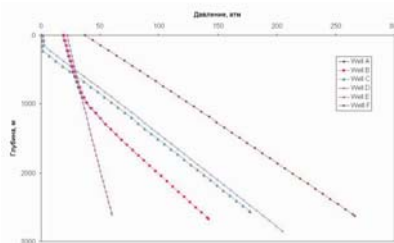


Рис. 3. Зависимость давления от глубины

Таблица 1. Режимы потока в стволе скважины

Режим течения	Характеристика
Однофазный поток жидкости	Объемное содержание газа равно нулю ($H_g = 0$)
Пузырьковый режим (двухфазного) потока	Ненулевое объемное содержание газа ($H_g \neq 0$), жидкостная фаза доминирующая
Режим доминирования газовой фазы	Ненулевое объемное содержание газа ($H_g \neq 0$), газовая фаза доминирующая

РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА ВЛИЯНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ WELLFLO, НЕОБХОДИМЫЙ НА СТАДИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГДИС

Скважины с четко выраженным переходом к режиму доминирования газовой фазы. Когда газ становится доминирующей фазой, силы трения начинают играть существенную роль в подъеме жидкой фазы на поверхность. После остановки скважины скорость газа снижается и силы трения становятся пренебрежимо малы, в результате жидкость начинает сваливаться вниз на забой скважины. В тоже самое время выталкивающая сила поднимает пузырьки газа вверх. К тому же определенное время продолжается послеэксплуатационный приток в скважину. Подъем газовых пузырьков и сжатие жидкости в результате «послепритока» ведет к росту давления в стволе скважины. В свою очередь увеличение давления приводит к сжатию газа и обратному растворению в нефти.

Основной механизм увеличения давления – это подъем уровня раздела между областью с пузырьковым режимом потока и регионом доминирования газовой фазы, так как именно здесь происходит значительное изменение градиента давления. Скорость подъема уровня раздела требует дополнительного исследования. В качестве первого приближения можно предположить, что скорость подъема уровня раздела равна скорости притока жидкости в результате «послепритока». Коэффициент ВСС можно представить следующим образом:

$$C_s = \frac{\Delta V}{\Delta P} = \frac{A \Delta h}{\rho_{bubble} g \Delta h}$$

Скважины без перехода к режиму доминирования газовой фазы. Скважины Е и F представляют два крайних случая – скважины, заполненные газом или жидкостью соответственно. Коэффициент ВСС для таких скважин можно рассчитать как сумма коэффициентов ВСС для газа и для жидкости.

$$C_s = C_{sl} + C_{sg}$$

Коэффициент ВСС для жидкости рассчитывается по формуле:

$$C_{sl} = V_l c_l$$

Так как сжимаемость газа зависит от давления, использование сжимаемости газа как постоянной приведет к ошибке. Лучший вариант – использовать результаты PVT исследований по оценке сжимаемости газа. Другой подход – аппроксимировать сжимаемость газа с помощью определенной функции.

Результаты. Расчет C_s был выполнен двумя методами описанными выше. Метод, основанный на сжимаемости газа и жидкости, был применен ко всем рассмотренным скважинам. Другой метод, основанный на поднимающемся уровне, был применен только к скважинам, в которых проявлялся переход от пузырькового режима потока к режиму доминирования газовой фазы. На Рис. 4 представлены результаты расчетов в сравнении с реальными значениями C_s , полученными при

РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА ВЛИЯНИЯ СТОЛА СКВАЖИНЫ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ WELLFLO, НЕОБХОДИМЫЙ НА СТАДИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГДИС

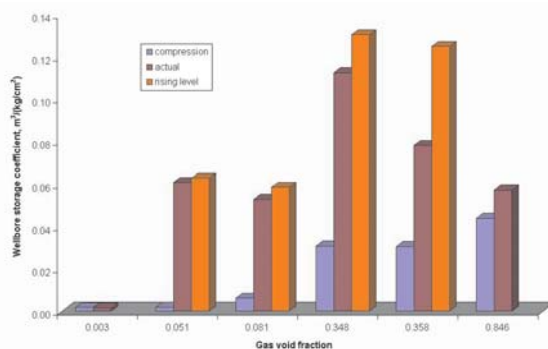


Рис. 4. Результаты расчетов

интерпретации ГДИС. Оценочные и реальные значения CS проранжированы по величине объемного содержания газа.

Отчетливо видно, что для скважин без перехода к режиму доминирования газовой фазы метод, основанный на сжимаемости газа, дает реалистичную оценку величины CS. Метод расчета, основанный на поднимающемся уровне, дает завышенные результаты. Возможная причина это допущение, что поверхность раздела регионов с разными режимами потока поднимается со скоростью равной скорости «послепритока». Если использовать различные методы расчета в зависимости от наличия перехода к режиму доминирования газовой фазы, то средняя ошибка составляет 20%. Данная точность удовлетворяет целям проектирования ГДИС.

Литература:

1. Hasan, A.R. and Kabir, C.S.: "Modeling Changing Storage During a Shut-in Test," SPE 24717 presented at the 1992 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Washington, DC, 4-7 October.
2. Xiao, J.J. et al.: "Modeling and Analyzing Pressure Buildup Data Affected by Phase Redistribution in the Wellbore," SPE Advanced Technology Series (May 1996).
3. Fairuzov, Y.V. et al.: "A Lumped-Parameter Model for Transient Two-Phase Gas-Liquid Flow in a Wellbore," SPE Production and Facilities (February 2002).
4. Hasan, A.R. and Kabir, C.S.: "A Mechanistic Approach to Understanding Wellbore Phase Redistribution," SPE 26483 presented at 1993 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineering, Houston, TX, 3-6 October.