

УДК 622.279

**С.Н. Бузинов**, профессор, г.н.с., e-mail: S\_Buzinov@vniigaz.gazprom.ru; **Г.М. Гереш**, зам. директора Центра РЭГНМ, e-mail: G\_Geresh@vniigaz.gazprom.ru; **О.В. Николаев**, с.н.с., e-mail: O\_Nikolaev@vniigaz.gazprom.ru; **С.А. Шулепин**, с.н.с., e-mail: S\_Shulepin@vniigaz.gazprom.ru, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

# ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ СОВРЕМЕННЫХ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

*В работе рассматривается научное обоснование методики расчета технологического режима работы газовых скважин с вертикальными стволами при наличии в продукции малого количества воды ( $W = 10^{-5} \div 10^{-7}$ ). В ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработан на основе экспериментальных данных программный комплекс для расчета скважин и промысла в целом. Расчеты показывают, что игнорирование наличия жидкости в продукции скважин приводит к завышению (на 15–40%) прогнозных отборов газа на завершающей стадии разработки месторождений. Программные комплексы предназначены для расчетов как отдельных скважин, так и промысла в целом.*

Базовые месторождения ОАО «Газпром» перешли в завершающую стадию разработки, в связи с чем особую актуальность приобрела задача извлечения из недр низконапорного газа.

Многочисленные явления задавливания скважин конденсационной водой в отсутствие пластовой жидкости диктуют новые требования к совершенствованию гидродинамических моделей скважинных потоков, поскольку существующие отечественные и зарубежные методики расчета режимов работы скважин при низких водогазовых факторах ( $W < 10^{-5}$ ) и больших диаметрах лифтовых труб ( $d > 0,1$  м) приводят к существенным погрешностям. Создание в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» специализированного экспериментального стенда для изучения многофазных гидродинамических потоков в наклонных и вертикальных скважинах имеет своей целью решение комплекса задач, связанных с созданием новых гидродинамических моделей и расчетных методик для этих условий [1].

В данной работе рассматривается научное обоснование методики расчета технологического режима работы газовых скважин с вертикальными стволами при наличии в продукции малого количества воды ( $W = 10^{-5} \div 10^{-7}$ ), оснащенных НКТ диаметрами 0,168 м и менее, при пластовых давлениях 3,0 МПа и ниже. К настоящему времени получен представительный массив экспериментальных данных для этих условий, разработаны математическая модель, методика расчетов и программные комплексы для решения этих задач. Программные комплексы предназначены для расчетов как отдельных скважин, так и промысла в целом.

Вначале рассмотрим, как наличие жидкости в скважине влияет на ее работу. На рисунке 1 представлены типичные зависимости давлений на забое, на устье, а также потери давления в стволе для газового и газожидкостного потоков. Кривые для газового потока имеют монотонный характер. Значение давления в шлейфе (на устье) однозначно

определяет режим работы скважины, причем дебит может варьироваться в широких пределах, от нуля и выше.

Совсем другая картина будет наблюдаться при наличии в газовом потоке жидкой фазы. Как видно из рисунка, зависимости перепада давления в лифте и давления на устье от дебита газа в этом случае не монотонны и имеют экстремумы. При этом максимум кривой устьевого давления соответствует минимально возможному дебиту скважины, обеспечивающему ее устойчивую работу.

Для расчета режима работы скважины с водопроявлениями применяется метод сопряженных элементов (в переведенных англоязычных изданиях он носит название «метода узлового анализа»), в котором рассматривается работа цепи из двух звеньев «пласт – лифтовая труба». При этом забой является общей точкой двух сопряженных элементов – пласта и скважины. Методологическое обоснование такого способа расчета применительно к газовым скважинам с водопроявлениями

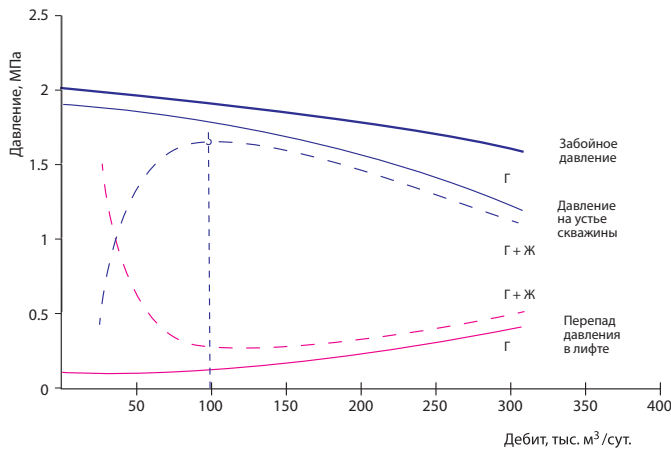


Рис. 1. Влияние воды на работу скважины

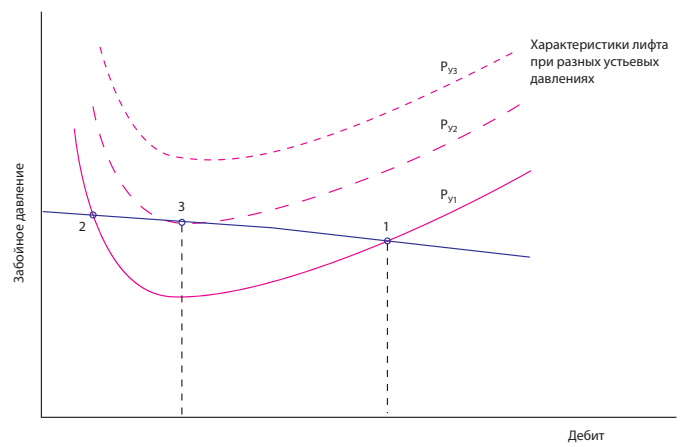


Рис. 2. Иллюстрация метода сопряженных элементов для расчета технологического режима газовой скважины с водопроявлениями

впервые приведено в [2]. В такой постановке двухфазными процессами на забое пренебрегают, хотя они, несомненно, оказывают определенное влияние на работу всей цепи; анализ влияния процессов на забое будет проведен в другой работе. На рисунке 2 приведены характеристические кривые пласта и скважины в координатах давления и дебита на забое. Эти две кривые могут взаимодействовать тремя способами. В первом случае линии пересекаются

в двух точках. Условие устойчивости требует выполнения соотношения  $\frac{\partial Q}{\partial p_y} < 0$ , (1) поэтому правая точка 1 пересечения кривых соответствует режиму устойчивой работы скважины, а левая (точка 2) – режиму неустойчивой работы. При повышении устьевого давления промежуток между двумя точками пересечения уменьшается и в пределе вырождается

в одну общую точку. Это второй случай взаимодействия характеристик пласта и скважины; при этом единственная общая точка 3 соответствует предельному режиму работы скважины – минимальному устойчивому дебиту и максимальному устьевому давлению. В третьем случае характеристические кривые пласта и скважины не пересекаются, и скважина устойчиво работать не может. Проанализируем условие (1). Оно вытекает из теории устойчивости и озна-

**Воронежский  
механический  
завод**

**фонтанная арматура**  
**обвязки устья скважин**  
**комплекты подземного оборудования**  
**станции управления**  
**противовибросовое оборудование**  
**сертификация API и ISO**



394055, г. Воронеж, ул. Ворошилова, 22,  
тел.: (473) 234-87-49, 234-82-73  
e-mail: 348168@rambler.ru, www.vrmzvrn.ru

на правах рекламы

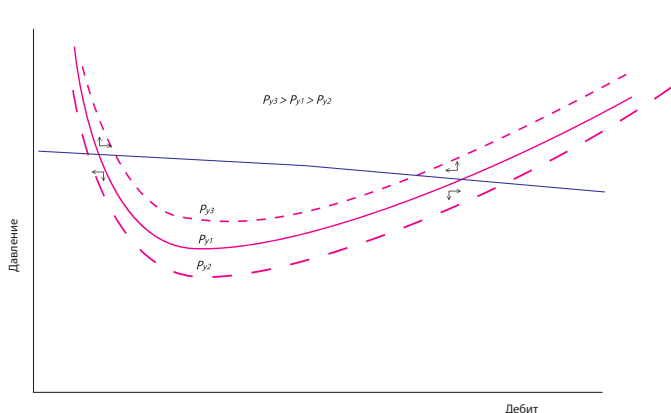


Рис. 3. К анализу устойчивости работы скважины

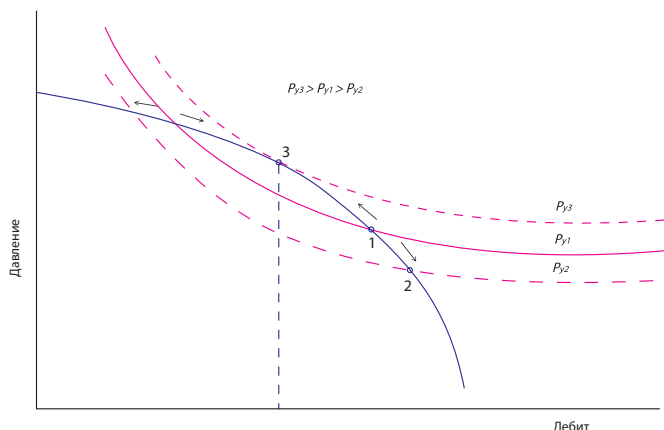


Рис. 4. К вопросу об устойчивости работы скважины на левой ветви лифтовой характеристики

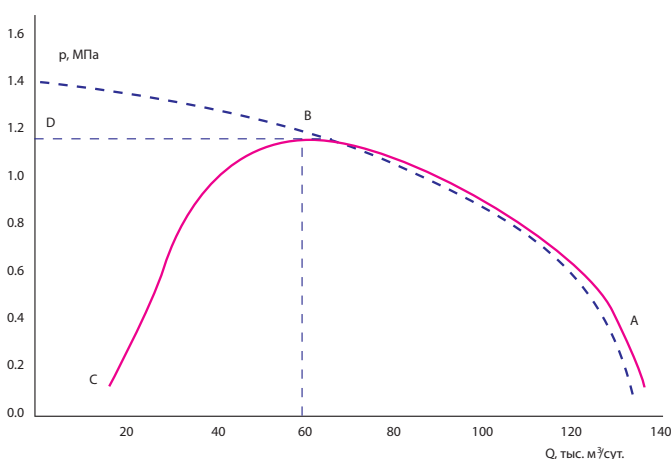


Рис. 5. Иллюстрация влияния воды в продукции скважины (при водогазовом факторе  $W = 1,0 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ) на ее работу. Лифт длиной 1100 м, диаметр 10 см,  $p_{пл} = 15 \text{ атм}$ . Параметры пласта:  $a = 0,5 \cdot 10^{-2} \text{ МПа}^2 \text{ сут./тыс. м}^3$ ;  $b = 0,005 \cdot 10^{-2} \text{ (МПа сут./тыс. м}^3)^2$

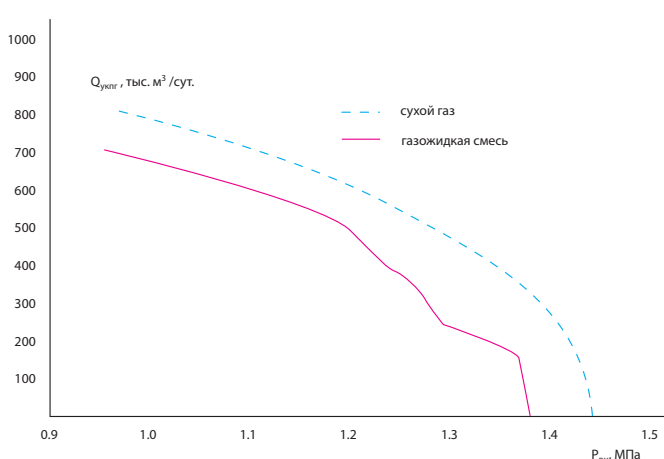


Рис. 6. Производительность комплекса «пласт – скважина – газосборная сеть»

чает, что скважина работает устойчиво, если при увеличении устьевого давления дебит газа падает, а при уменьшении устьевого давления – наоборот, возрастает. Действительно, на рисунке 3 при уменьшении устьевого давления характеристическая кривая лифта смещается вниз, при этом правая точка пересечения смещается вправо (дебит увеличивается), а левая точка – влево (дебит уменьшается). При увеличении пластового давления, наоборот, характеристическая кривая лифта смещается вверх, при этом дебит в правой точке уменьшается, а в левой – увеличивается. Отсюда следует вывод об устойчивости режима в правой точке и неустойчивости – в левой. Условие (1) является обоснованием того факта, что скважина может устойчиво работать и на левой ветви характеристики лифта (рис. 4), хотя это признается не всеми исследователями [3]. Скважина будет устойчи-

во работать в точках 1, 2 и 3; точка 3 является предельной, при дальнейшем увеличении устьевого давления скважина начнет задавливаться. Предельный режим работы скважины всегда определяется левой ветвью графика потерь давления в лифте. Однако по характеристике только лифта нельзя определить минимальный дебит скважины, поскольку его величина будет зависеть также от характеристики пласта, то есть от коэффициентов фильтрационных сопротивлений. Чем меньше продуктивность пласта, тем «круче» его характеристика, меньше значение минимального дебита и меньше необходимое для работы скважины устьевое давление. Условие устойчивости (1) наглядно иллюстрируется на графике в координатах « $p_{уст} - Q$ » (розовая сплошная линия на рис. 5). Производная функции  $p_{уст}(Q)$  меняет знак в точке В, которая соответствует

максимуму функции. Ветвь «А–В» соответствует устойчивым режимам работы скважины, ветвь «С–В» – неустойчивым. Линия «А–В–D» представляет собой характеристику скважины (вместо «А–В–С»). Синяя пунктирная линия характеризует работу «сухой» скважины. Как видно из графика, при устьевоом давлении выше 1,15 МПа данная скважина работать не будет. Следует обратить внимание на то обстоятельство, что предельный режим работы скважины не определяется ни структурой газожидкостного потока (она может быть дисперсно-кольцевой, вспененной или снарядной), ни условиями возникновения возмущений на поверхности пленки жидкости в трубе, ни какими-либо другими условиями, имеющими место в вертикальной трубе при течении в ней газожидкостной смеси. Для данного метода

расчета скважин структура потока вообще не имеет значения, поскольку характеристические кривые лифта и пласта полностью определяют связь между динамическими и кинематическими параметрами работы скважины и, соответственно, ее технологический режим для каждой пары значений пластового и устьевого давлений. Газожидкостной подъемник сам по себе может работать с каким угодно маленьким дебитом, хотя перепад давления может быть при этом очень большим. Отсюда вытекает, что получившие широкое распространение формулы

для определения минимальной скорости выноса жидкости вертикальным газовым потоком могут быть использованы лишь для приближенных экспресс-оценок.

В ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработан на основе экспериментальных данных программный комплекс для расчета скважин и промысла в целом [4]. На рисунке 6 представлена зависимость суточного отбора газа от давления на входе в ДКС, рассчитанная по новой методике для одного из месторождений на завершающей стадии разработки. Для сравнения на этом же рисунке

представлены результаты расчета без учета жидкости в продукции. Расчеты показывают, что игнорирование наличия жидкости в продукции скважин приводит к завышению (на 15–40%) прогнозных отборов газа на завершающей стадии разработки месторождений. Таким образом, для расчета технологических режимов отдельных газовых скважин, групп скважин и месторождений в целом рекомендуется использовать методику, разработанную в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на основе оригинальных экспериментальных данных.

#### Литература:

1. Тер-Саркисов Р.М., Сулейманов Р.С., Бузинов С.Н. и др. Новый этап в изучении газожидкостных потоков в вертикальных трубах // Газовая промышленность. – 2006. – № 3. – С. 64–67.
2. Ахмедов Б.Г., Бузинов С.Н. Эксплуатация газовых скважин на поздней стадии разработки // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром, 1980. – Вып. 10. – 37 с.
3. Ли Д., Никенс Г., Уэллс М. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. – 384 с.
4. Бузинов С.Н., Николаев О.В., Гужов К.Н., Михайлов А.Н., Шулепин С.А., Гереш Г.М. Анализ опыта изучения вертикальных газожидкостных потоков применительно к эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений Крайнего Севера // Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений углеводородов (НСFD-2012): Тезисы докладов II Международной научно-практической конференции 15–16 мая 2012 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 86.

**Ключевые слова:** технологический режим работы скважин, специализированный стенд ООО «Газпром ВНИИГАЗ», метод сопряженных элементов, газожидкостная смесь, минимально устойчивый дебит скважины.

## Потому что каждая деталь имеет значение.

С testo 890 Ваше тепловизионное обследование станет еще более точным.

- Термограммы с разрешением 1280 x 960 пикселей с технологией SuperResolution (детектор 640 x 480 пикселей)
- Простое и профессиональное создание отчета с помощью ПО с функцией анализа
- Температурный диапазон до 1200 °C
- Функция записи радиометрического видео

[www.testo.ru](http://www.testo.ru) • [www.termografia.ru](http://www.termografia.ru)

We measure it. **testo**

**SUPER RESOLUTION  
4x  
MORE PIXELS**