

УДК 622.279.23/4

Д.В. Изюмченко, О.В. Николаев, С.А. Шулепин**Газожидкостные потоки в вертикальных трубах: парадоксы гидродинамики*****Ключевые слова:**

эксплуатация скважин, поздняя стадия разработки, экспериментальные исследования, вертикальные газожидкостные потоки, потери давления, водогазовый фактор.

Keywords:

gas well operations, later stage of development, experimental research, vertical gas-liquid flows, pressure drops, water-gas factor.

Уникальные месторождения Западной Сибири, вступившие в завершающую стадию разработки, продолжают оставаться базовыми поставщиками газа ОАО «Газпром». Такая ситуация продлится еще по крайней мере несколько лет. Возникающие на этой стадии разработки технические и технологические особенности эксплуатации скважин, связанные в первую очередь с обводнением продукции и снижением энергетического потенциала залежей, потребовали создания в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» специализированного экспериментального стенда для исследования гидродинамики двухфазных потоков [1]. Работы были инициированы профессором С.Н. Бузиновым, недавно ушедшим из жизни, и проводились под его научным руководством.

Стенд рассчитан на воспроизведение физических условий, характерных для скважин сеномана на поздней стадии разработки, в том числе малых расходов жидкости. Важной особенностью стенда является возможность поддержания с высокой точностью на постоянном уровне расходов газа и жидкости в течение длительного периода времени, что позволяет исследовать газожидкостные потоки как в переходных, так и в установившихся режимах.

Уже полученные на стенде результаты существенно повлияли на представления о гидродинамике вертикальных двухфазных потоков. В данной статье сделана попытка сформулировать ряд положений, вытекающих из полученных экспериментальных данных и на первый взгляд противоречащих общепринятым положениям о физике движения по стволу скважины смесей газа и воды. Такие кажущиеся противоречия обусловлены тем, что диапазоны физических параметров, характерные для западно-сибирских скважин на поздней стадии разработки месторождений, прежде экспериментально практически не исследовались. Многие распространенные представления двухфазной гидродинамики оказались в этих условиях не вполне адекватными. Рассмотрим некоторые из таких представлений.

Вертикальные газожидкостные потоки хорошо исследованы.

Как уже отмечалось, газожидкостные потоки настолько сложны, что модели, разработанные для определенного диапазона параметров, становятся неадекватными при попытке их использования для другого диапазона.

В табл. 1 перечислены основные специфические особенности условий разработки западно-сибирских месторождений и обусловленные этими особенностями проблемы.

Таблица 1

Специфические особенности эксплуатации скважин западно-сибирских месторождений на поздней стадии

Специфические особенности	Проблемы
Относительно небольшой водный фактор	В мировой практике нет готовых технических решений. Необходимы специальные исследования
Большие диаметры насосно-компрессорных труб	В мировой практике нет готовых технических решений. Необходимы специальные исследования
Уникальные размеры газовых месторождений	Целесообразно добиться экстраординарно высоких коэффициентов газоотдачи, что стимулирует проведение специальных теоретических и экспериментальных исследований

* Настоящая статья предлагается в порядке обсуждения

Важнейшей особенностью сеноманских скважин является малое содержание жидкости в потоке газа ($ВГФ < 10^{-5}$). Даже конденсационная вода, выпадающая в жидкую фазу в лифтовой трубе, может стать причиной самозадавливания скважины. На рис. 1 представлены диапазоны расходных и истинных водосодержаний, в которых в разные годы разными авторами проводились экспериментальные исследования гидродинамики вертикальных двухфазных потоков (по данным Г.Э. Одишарии, 1998). На рис. 1б в укрупненном масштабе красным прямоугольником выделена область малых значений водосодержания, характерная для сеноманских скважин. Этот диапазон до проведения описываемых в данной статье экспериментов практически не был исследован. Стоит отметить, что количество проведенных экспериментов значительно превышает число точек, изображенных на графиках рис. 1. Здесь приве-

дена лишь иллюстрация специфического положения важной для скважин сеномана области в широком диапазоне возможных значений водосодержаний газожидкостных потоков.

Другой важной особенностью условий эксплуатации сеноманских скважин являются большие диаметры лифтовых труб (более 7,6 см).

В табл. 2 приведены физические условия тех широко известных экспериментов, которые по своим параметрам наиболее соответствуют актуальным для скважин сеномана диапазонам.

Как следует из табл. 2, условия проведенных ранее экспериментов не охватывают весь диапазон параметров, характерных для скважин западно-сибирских месторождений. Таким образом, имеются актуальные для практики разработки газовых месторождений диапазоны параметров, в которых газожидкостные потоки исследованы недостаточно.

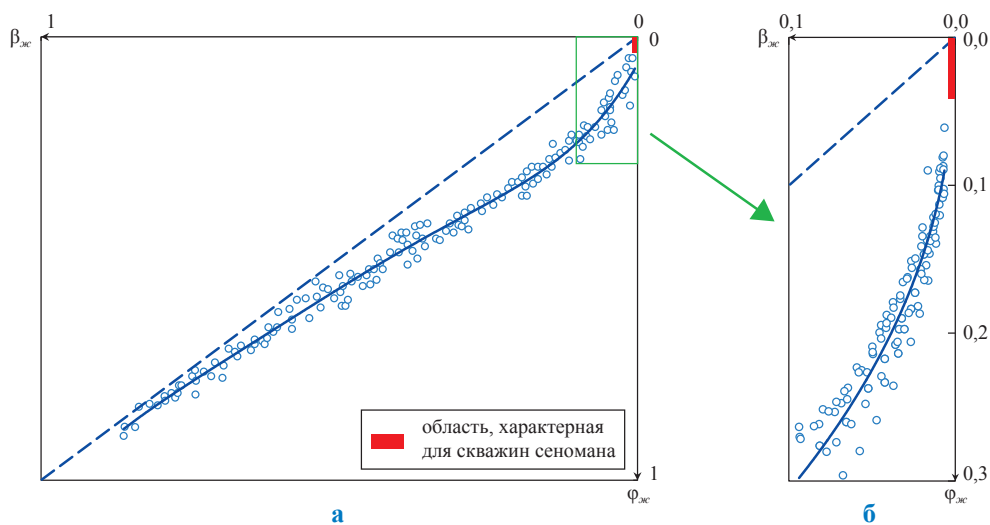


Рис. 1. Экспериментально исследованные диапазоны расходного (β) и истинного (ϕ) водосодержания газожидкостных потоков

Таблица 2

Перечень основополагающих исследований гидродинамики вертикальных двухфазных потоков применительно к работе газовых скважин

Авторы	Внутренний диаметр лифтовой трубы, см	Давление, МПа	Компоненты газожидкостной смеси	Жидкостной фактор, $см^3/м^3$
Duns H.Jr., Ros N.C.J. (1963)	2,5–7,5	Около 0,1	Нефть, газ	> 200
Hagedorn A.R., Brown K.E. (1965)	2,5–3,8	До 5,0	Нефть, газ, вода	> 200
Hewitt G.F., Hall-Taylor N.S. (1970)	3,2	До 0,28	Вода, воздух	> 100
Beggs H.D., Brill J.P. (1973)	2,5–3,8	Около 0,1	Вода, воздух	> 200
Mukherjee H., Brill J.P. (1985)	3,8	Около 0,1	Керосин, воздух	~ 300
Gray H.E. (1999)	< 7,6	До 3,4	Конденсат, вода, газ	< 30
Коротаев Ю.П. (1958)	3,8–7,6	Около 0,1	Вода, воздух	> 50
Бузинов С.Н., Шулятиков В.И. (1974)	6,2	До 2,0	Вода, воздух	> 30
Ахмедов Б.О., Бузинов С.Н. (1982)	6,2	До 9,0	Вода, воздух	> 30

Вертикальные газожидкостные потоки предпочтительно исследовать в трубах большой длины. Чем длиннее труба, тем лучше.

Это не так, поскольку в длинной трубе невозможно измерить локальные характеристики потока, измеряются лишь осредненные по высоте интегральные характеристики. Чем меньше участок измеряемой трубы, тем точнее может быть полученная информация о характеристиках потока.

На рис. 2 представлена схема организации газожидкостного потока и измерения его характеристик при следующих параметрах:

- задаваемых: D – внутренний диаметр; L – длина трубы; p – давление; Q – объемный расход газа; $q_{жс}$ – расход жидкости;

- измеряемых: Δp – перепад давления; $V_{жс}$ – объем жидкости в трубе.

На рис. 3 представлены типичные зависимости безразмерных (приведенных) потерь давления (i)

$$i = \frac{\Delta p}{\rho_{жс} g L} \quad (1)$$

и истинного водосодержания (φ)

$$\varphi = \frac{V_{жс}}{V_{тр}} \quad (2)$$

восходящего газожидкостного потока от расходной характеристики газа Q^2 , м³/ч, где $\rho_{жс}$ – плотность жидкости, кг/м³; $V_{жс}$ – объем жидкости в трубе, м³; $V_{тр}$ – объем трубы, м³; g – ускорение свободного падения, м/с².

При малых расходах газа зависимость водосодержания от расхода имеет большой наклон, т.е. в этой области незначительное изменение объемного расхода вдоль трубы, которое имеет место в результате некоторого уменьшения давления в направлении снизу вверх, приводит к существенному различию между водосодержаниями вверху и внизу трубы (см. рис. 3). Поскольку при малых расходах газа (т.е. на левой ветви, которую используют для вычисления минимального дебита скважины, и поэтому к точности ее получения требования особенно высоки) в нижней и верхней

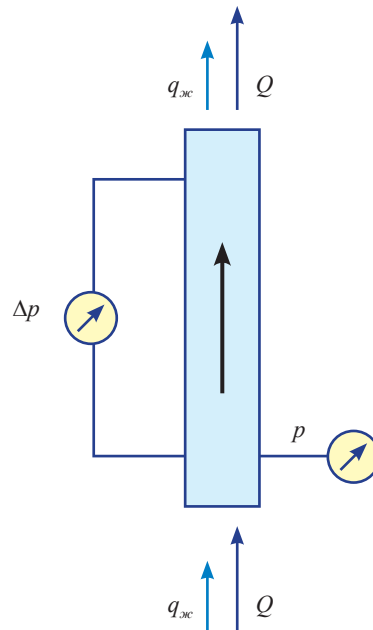


Рис. 2. Схема измерения параметров газожидкостного потока на стенде

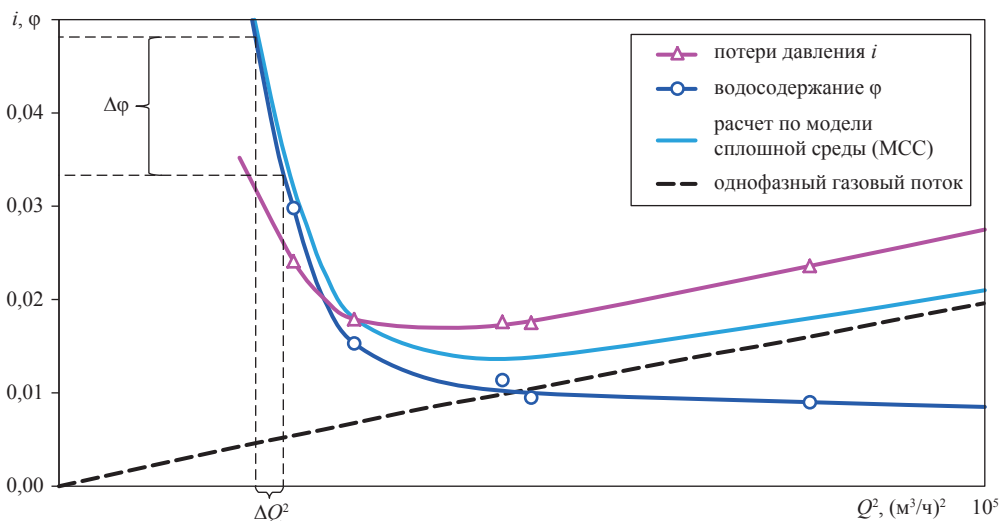


Рис. 3. Зависимости приведенных потерь давления и истинного водосодержания от расходной характеристики газа в лифтовой трубе диаметром 11,4 см при давлении 0,6 МПа и расходе жидкости $q_{жс} = 100$ л/ч

частях трубы локальные измеряемые параметры потока могут заметно отличаться, следует производить измерения на небольшом отрезке трубы, чтобы минимизировать погрешности от неравномерности потока по высоте.

Для уменьшения длины трубы существуют два общеизвестных ограничения:

- при малой длине трубы измеряемые перепады давления малы и трудно поддаются измерению;
- считается, что стабилизация турбулентного потока происходит на определенном расстоянии от входа в трубу (например, равном 15 диаметрам трубы).

Однако в настоящее время уже разработаны достаточно точные методы и средства измерения перепада давления, которые позволяют производить измерения с точностью до 0,2 см вод. ст. при значительных абсолютных давлениях. Утверждение о стабилизации потока на указанной длине справедливо, строго говоря, лишь для однофазных потоков. В газожидкостной смеси, как показали эксперименты, перемешивание происходит значительно раньше. Смеситель жидкости и газа, применяемый на стенде и расположенный внизу испытуемой трубы, обеспечивает стабилизацию потока на расстоянии двух-трех диаметров от низа трубы. Механизм этого процесса заключается в том, что жидкость уже на начальном участке потока газа разбивается на большое количество мелких частиц (капель), хаотичное движение которых способствует более быстрому перемешиванию, чем в однофазном потоке.

Определяющим параметром газожидкостного потока является скорость газа. По величине скорости газа можно сделать вывод, будет ли обводненная скважина работать устойчиво или «задавится» водой.

Несмотря на значительное количество работ, опровергающих это утверждение, оно все еще встречается в литературе. Исследования авторов статьи подтвердили [2], что скорость газа не является определяющим параметром газожидкостных потоков.

Для иллюстрации на рис. 4 и 5 изображены одни и те же экспериментальные результаты по измерению потерь давления в двухфазном потоке в трубе диаметром 6,2 см при расходе жидкости 210 л/ч и разных давлениях. Из рисунков следует, что для вертикальных газожидкостных потоков определяющим параметром является не скорость газа, а модифицированный параметр Фруда:

$$Fr^* = \frac{\rho_z}{\rho_{ж}} \cdot \frac{u_z^2}{gD}, \tag{3}$$

где ρ_z – плотность жидкости, л/ч; u_z – средняя по сечению трубы скорость газа м/с; D – внутренний диаметр трубы.

Действительно, промысловая практика показывает, что для западно-сибирских месторождений на поздней стадии разработки минимальная скорость газа, необходимая для устойчивого выноса жидкости, колеблется в диапазоне 3–8 м/с, в то время как на Астраханском газоконденсатном месторождении (ГКМ) минимальная

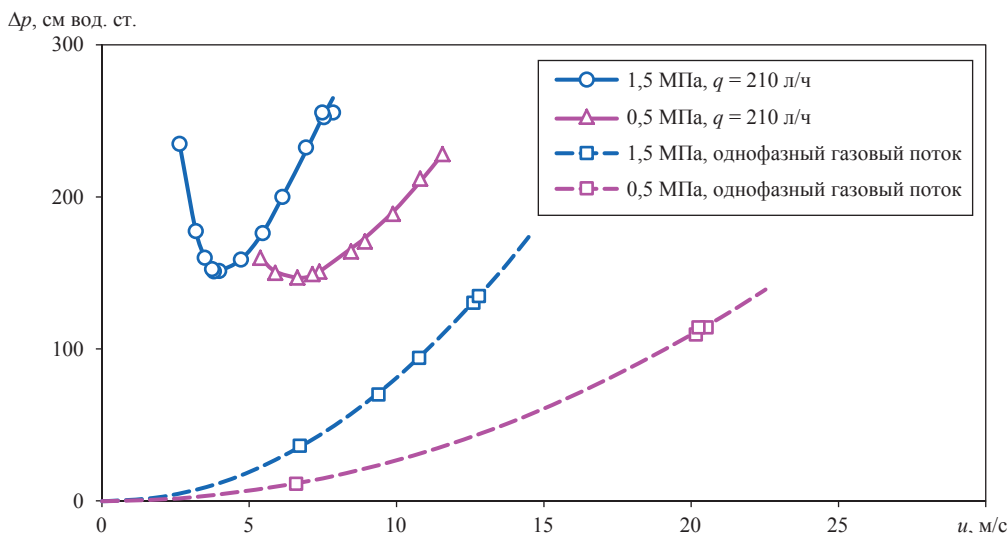


Рис. 4. Зависимости потерь давления от скорости газа в вертикальной трубе диаметром 6,2 см при различных давлениях

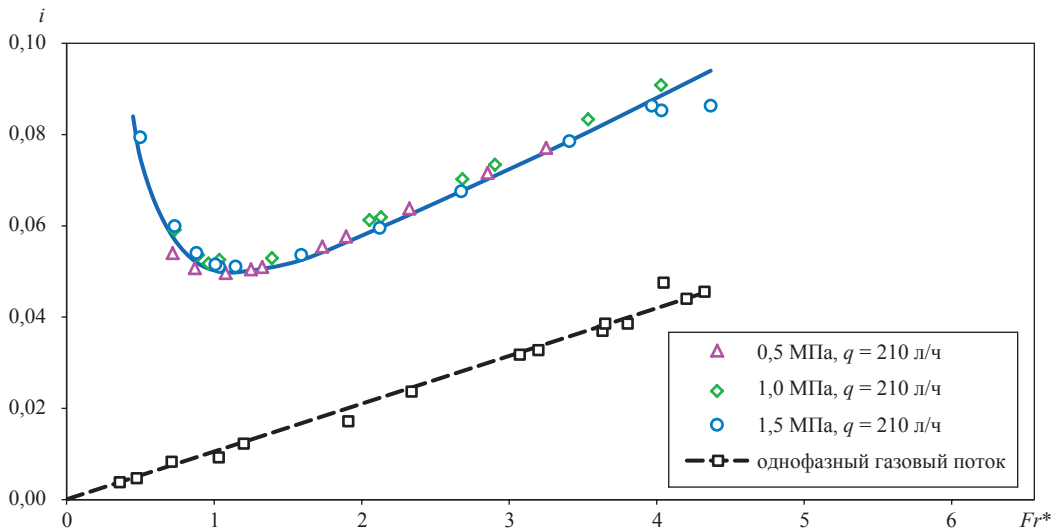


Рис. 5. Зависимости безразмерных потерь давления от модифицированного параметра Фруда в вертикальной трубе диаметром 6,2 см при различных давлениях

скорость выноса жидкости составляет менее 1 м/с. Таким образом, скорость газа не является параметром, определяющим условие выноса жидкости с забоя на устье.

Минимальный дебит газа обводненной скважины можно определить по кривой потерь давления в лифтовой трубе. Чаще всего минимальный дебит связывают с минимумом потерь давления на этой кривой.

Это не так, поскольку величина минимального дебита обводненной скважины определяется совместной работой пласта, лифтовой трубы и шлейфа, а не только лифтовой трубы.

Зависимость потерь давления от расходной характеристики газа (Q , u или Fr^*) называется характеристикой газожидкостного подъем-

ника, или характеристикой лифта. По ней невозможно определить расход (или скорость) газа, при котором труба перестанет выносить жидкость (рис. 6), поскольку лифт сам по себе (см. рис. 2) может работать при каком угодно малом расходе газе (например, в точке 4 рис. 6). Хотя потери давления при этом могут быть значительными, жидкость будет полностью выноситься на поверхность.

На рис. 7 и 8 представлены примеры зависимостей минимального дебита устойчивой работы скважины от фильтрационного коэффициента a и сопротивления шлейфа $\Theta = \Delta p^2/Q^2$.

Таким образом, помимо характеристики лифта на границы диапазона параметров устойчивой работы газовых скважин влияют также параметры пласта и шлейфа.

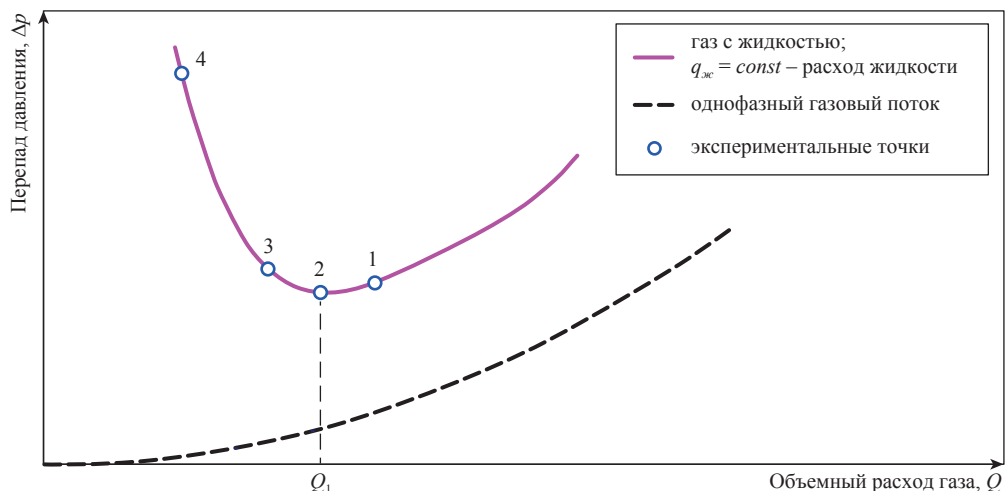


Рис. 6. Характеристика лифта.

Q_1 – расход газа, соответствующий минимальным потерям давления в лифте

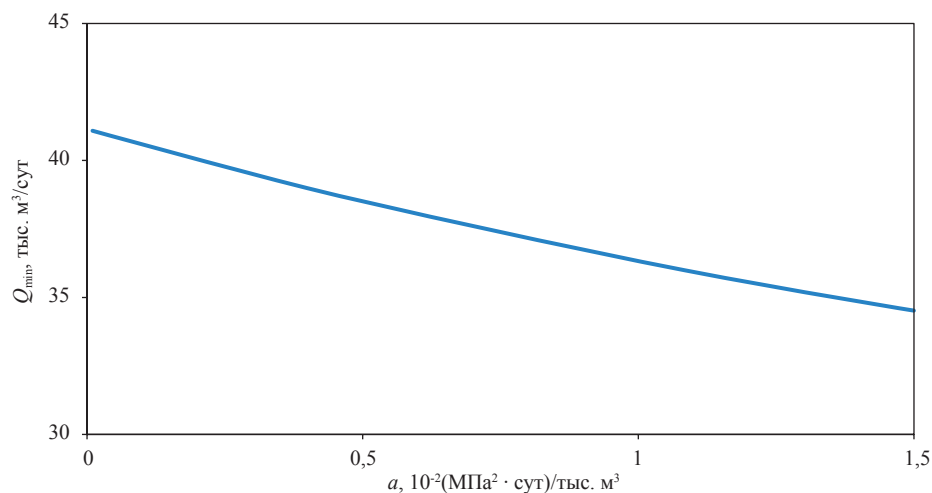


Рис. 7. Зависимость минимального дебита скважины от фильтрационного коэффициента a (для скважины с лифтовой трубой 8,9 см при пластовом давлении 1,5 МПа)

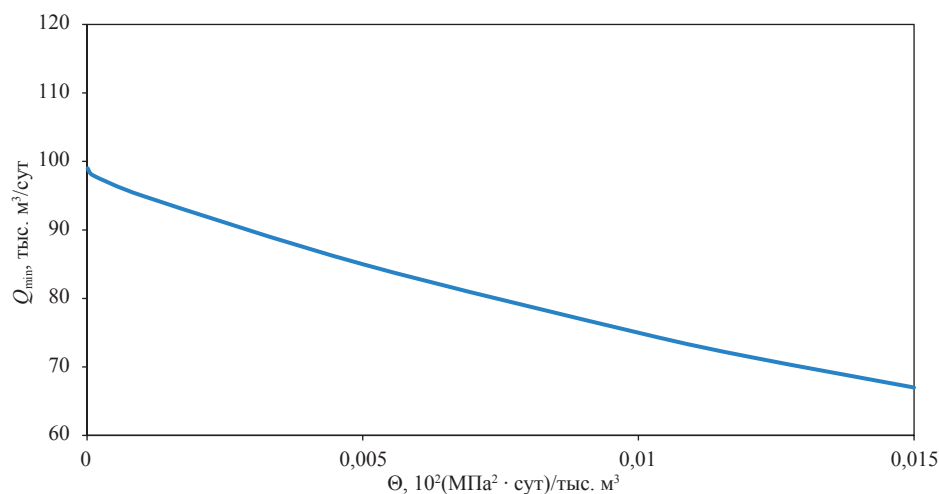


Рис. 8. Зависимость минимального дебита скважины от сопротивления шлейфа $\Theta = \Delta p^2/Q^2$ (для скважины с лифтовой трубой 16,8 см при пластовом давлении 1,6 МПа)

Минимальный дебит устойчивой работы скважины можно рассчитать по некоей формуле, в которую входят характеристики потока газожидкостной смеси в трубе.

Это не так, поскольку, как показано выше, на величину минимального дебита оказывают влияние также параметры пласта и шлейфа.

Условия выноса жидкости газом обычно связывают с поведением либо капель в потоке газа (рассматривается витание капель), либо пленки (рассматриваются процессы ее течения или возникновения возмущений на поверхности). Могут также быть рассмотрены и более сложные процессы или их сочетания.

В табл. 3 приведены наиболее распространенные формулы для расчета минимальной скорости газа.

На рис. 9 приведены характеристики лифта диаметром 8,9 см (внутренний диаметр – 7,6 см) для расходов воды 120 и 2,5 л/ч. Для сравнения на график нанесены величины модифицированного параметра Фруда, соответствующие минимальным скоростям газа, рассчитанным по соотношениям из табл. 3.

Согласно рис. 9, в ряде случаев некоторые из рассмотренных формул могут давать значения минимальной скорости, довольно близко соответствующие реальным величинам. Однако, во-первых, для труб другого диаметра оказываются более подходящими другие формулы, и априори неизвестно, какая из формул даст наиболее адекватные результаты в каждом конкретном случае; во-вторых, эксперименты и проведенные по ним расчеты

Таблица 3

Наиболее распространенные формулы для расчета минимальной скорости газа, обеспечивающей полный вынос жидкости в восходящем вертикальном газожидкостном потоке*

№	Источник	Формула для минимальной скорости, u , м/с	Для газа сеноманских залежей	
			u , м/с	Q_{\min} , тыс. м ³ /сут
1	ВНИИГАЗ (Власенко А.П.)	$u \geq \sqrt[4]{\frac{4\sigma(\rho_{жс} - \rho)g}{K_j \rho^2}}$	$u = 0,62 \sqrt{\frac{Tz}{p}}$	$0,918 D^2 \sqrt{\frac{p}{Tz \Delta}}$
2	Тернер Р.Дж.	$u \geq 3,71 \sqrt[4]{\frac{\sigma(\rho_{жс} - \rho)g}{\rho^2}}$	$u = 1,36 \sqrt{\frac{Tz}{p}}$	$2,03 D^2 \sqrt{\frac{p}{Tz \Delta}}$
3	Точигин А.А.	$u \geq 3,34 \sqrt[4]{\frac{\sigma g \rho_{жс}^2}{(\rho_{жс} - \rho) \rho^2}}$	$u = 1,21 \sqrt{\frac{Tz}{p}}$	$1,80 D^2 \sqrt{\frac{p}{Tz \Delta}}$
4	ВНИИГАЗ (Васильев Ю.Н.)	$u = \sqrt{A \alpha \left(\frac{6q}{\pi D A}\right)^{1/3} + \beta + \frac{1}{2} A \left(\frac{6q}{\pi D A}\right)^{2/3}}$		
5	Кутателадзе С.С.	$u \geq \sqrt[4]{\frac{\sigma(\rho_{жс} - \rho)g}{\rho^2}}$	$u = 0,37 \sqrt{\frac{Tz}{p}}$	$0,546 D^2 \sqrt{\frac{p}{Tz \Delta}}$
6	Ухтинский филиал ВНИИГАЗа	$u \geq 0,412 \sqrt{\frac{\rho_{жс} - \rho}{\rho}}$	$u = 0,92 \sqrt{\frac{Tz}{p}}$	$1,50 D^2 \sqrt{\frac{p}{Tz \Delta}}$
7	СевКавНИИГаз (Игнатенко Ю.К.)	$Q \geq 65 \frac{D^2}{Tz} \sqrt{p}$	$u = \frac{32,7}{\sqrt{p}}$	$65 \frac{D^2}{Tz} \sqrt{p}$
8	ВНИИГАЗ (Бузинов С.Н., Шулятиков В.И.)	$Q_{\min} = 0,015 d^2 \sqrt{pD}$	$u = 2,1 \sqrt{\frac{D}{p}}$	$0,015 d^2 \sqrt{pD}$

* В таблице приняты единицы: $[p] = \text{ат}$, $[D] = \text{см}$; использованы обозначения: σ – поверхностное натяжение на границе «газ – жидкость»; T – абсолютная температура, К; z – коэффициент сверхсжимаемости газа; Δ – относительная по воздуху плотность газа; $A = \frac{g \rho_{жс} + \frac{\partial p}{\partial y}}{\mu}$, $\alpha = \frac{8\mu}{\lambda \rho_{жс}}$, $\beta = \frac{2Dg}{\lambda}$; μ – вязкость жидкости; λ – коэффициент гидравлического сопротивления однофазного потока.

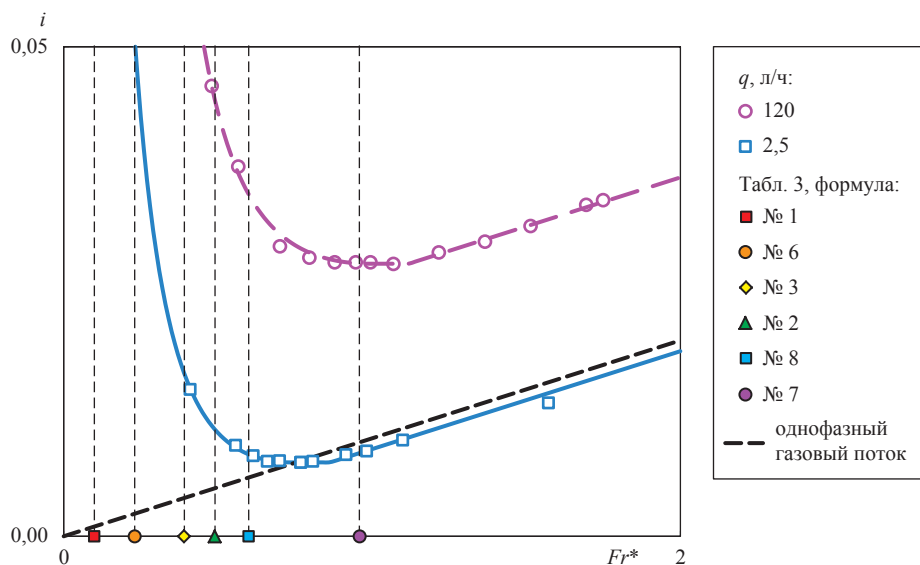


Рис. 9. Сравнение экспериментальных данных для лифтовой трубы 8,9 см с расчетами по формулам из табл. 3

показали, что минимальный дебит зависит также от величины расхода жидкости, а из рассмотренных в табл. 3 формул только № 4 учитывает влияние расхода жидкости; в-третьих, эти формулы не учитывают влияния пласта и шлейфа на величину минимального дебита скважины; в-четвертых, с помощью приведенных формул невозможно оценить величину потерь давления, поскольку расчеты по соотношениям для однофазного газа в данном случае неприемлемы.

Таким образом, формулы для расчета минимальной скорости газа, необходимой для устойчивого выноса жидкости, имеют оценочную точность. Они удобны для экспресс-оценок, но при составлении и обосновании технологических режимов скважин и промысла в целом на поздней стадии эксплуатации требуются более точные методы.

На левой ветви характеристики лифта скважина устойчиво работать не может.

Это не так. Значение минимального устойчивого дебита *всегда* определяется точкой на левой ветви характеристики лифта. Устойчивость работы скважины определяется условием

$$\frac{\partial Q}{\partial p_{\text{вых}}} < 0, \tag{4}$$

где $p_{\text{вых}}$ – давление в той точке газосборной сети, в которой осуществляется регулирование работы скважины.

Условие (4) означает, что скважина работает устойчиво, если при увеличении давле-

ния $p_{\text{вых}}$ дебит газа падает, а при уменьшении давления – наоборот, возрастает. Обычно считается, что такой точкой регулирования является устье скважины, хотя в большинстве случаев регулирование осуществляется на сборном пункте.

Проанализируем условие (4) применительно к ситуации, изображенной на рис. 10. Здесь для условий на забое изображены индикаторная линия пласта и характеристики лифта для разных значений устьевого давления.

При давлении на устье p_{y2} характеристика лифта и индикаторная линия пласта пересекаются в двух точках – 1 и 2. При уменьшении устьевого давления от значения p_{y2} до значения p_{y1} характеристическая кривая лифта (сплошная розовая линия) смещается вниз, при этом правая точка пересечения смещается вправо (дебит увеличивается), а левая точка – влево (дебит уменьшается). При увеличении пластового давления от значения p_{y2} до значения p_{y3} , наоборот, характеристическая кривая лифта смещается вверх, при этом дебит в правой точке уменьшается, а в левой – увеличивается. Отсюда в соответствии с соотношением (4) следует вывод об устойчивости режима в правой точке 2 и неустойчивости в левой точке 1. Предельный режим работы скважины характеризуется точкой 4 для случая, когда кривые лифта и пласта имеют одну общую точку. На рис. 10 отражено, что минимальный дебит может быть значительно левее минимума характеристики лифта, что особенно характерно для малопродуктивных скважин.

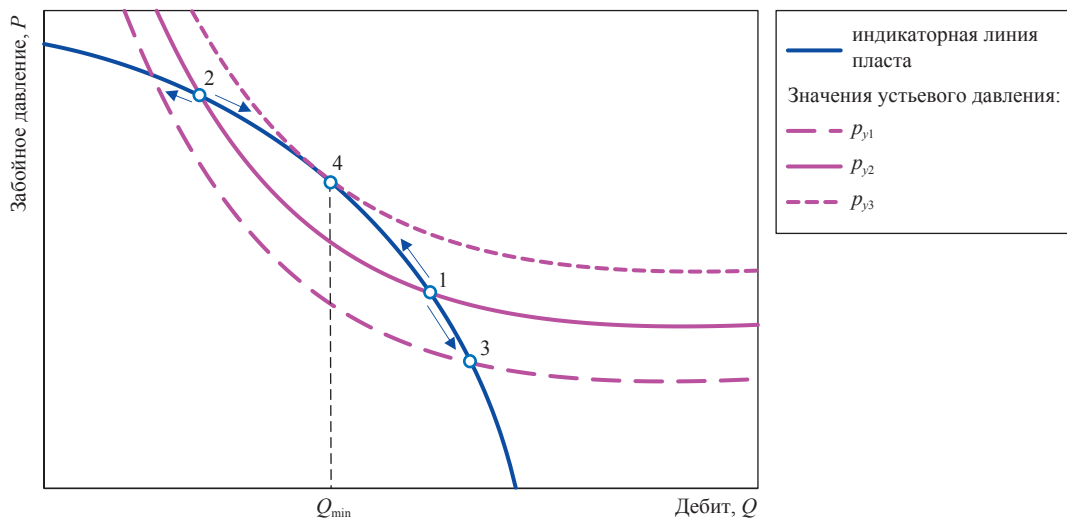


Рис. 10. К вопросу об устойчивости работы скважины на левой ветви лифтовой характеристики (Q_{\min} – предельный режим работы скважины, $P_{y3} > P_{y2} > P_{y1}$)

Вертикальный газожидкостный поток описывается моделью сплошной среды.

Это не так. Восходящий вертикальный газожидкостный поток с малым содержанием жидкости не подчиняется уравнению для квазигомогенных сред

$$\frac{dp}{dL} = -\rho_{см}g - \lambda_{см} \frac{\rho_{см}}{D} \cdot \frac{u_{см}^2}{2}. \quad (5)$$

Здесь нижний индекс «см» относится к параметрам смеси. Величины этих псевдопараметров определяются с помощью тех или иных математических манипуляций над параметрами реальных флюидов, участвующих в рассматриваемом процессе как компоненты смеси.

Общепринято, что первый член правой части формулы (5) определяет весовую составляющую перепада давления, а второй – потери на трение. Однако, как показали эксперименты, на левой ветви градиент давления может быть меньше, чем величина $\rho_{см}g$ [2, 3], а на правой ветви, наоборот, возникают дополнительные потери давления за счет обмена количеством движения между капельной жидкостью в газовом ядре и пленкой жидкости на стенке трубы. Поэтому для левой ветви характеристики лифта формула (5) дает завышенные значения, а для правой – заниженные. Некоторые причины этого рассмотрены в работе [2], хотя данный вопрос требует дополнительных исследований. На рис. 3 представлено сравнение рассчитанной по МСС кривой потерь давления с фактическими данными.

Скорость выноса жидкости в лифте определяется скоростью газа.

Это не так, поскольку средняя скорость жидкости в потоке определяется исключительно расходом жидкости, поступающей в трубу (см. рис. 2). При классическом газлифте, теория которого была разработана для нефтяных и водозаборных скважин, имеет место низкое газосодержание, и сплошной фазой является жидкость. В этом случае действительно расход газа непосредственно определяет количество поднимаемой жидкости [4]. Однако при газосодержаниях 0,999 и более теория классического газлифта не применима. Так, в экспериментах, результаты которых изображены на рис. 4, расход газа изменялся в широких пределах, а расход жидкости оставался неизменным.

Расход жидкости в дисперсно-кольцевом режиме обеспечивается движением жидкости в пленке.

Это не так, поскольку большая доля массопереноса жидкости в вертикальном направлении обеспечивается каплями, хотя основным конденсатором количества жидкости в трубе является пленка на стенке трубы. Например, в вертикальном газожидкостном потоке в трубе длиной 30 м диаметром 10 см при расходах газа 100 м³/ч, жидкости 10 л/ч и давлении 1,0 МПа общее количество жидкости в трубе составляет около 3 л; основной объем этой жидкости находится в пленке на стенке, толщина которой составляет около 0,3 мм. Вопрос о скорости и направлении движения пленки представляет собой отдельный предмет исследования, которого авторы здесь не касаются, однако можно отметить, что скорость пленки в любом случае существенно меньше скорости газового ядра. В газовом ядре жидкость движется в виде мелких капель с большой скоростью (практически со скоростью газа, равной в рассматриваемом примере 3,5 м/с). Суммарный объем капель в трубе при этом составляет не более 30 мл, однако в основном именно капли обеспечивают поток жидкости вверх через любое сечение трубы.

Добавление ПАВ в вертикальный водогазовый поток уменьшает гидравлическое сопротивление.

Это не так. Как показали эксперименты, проведенные во ВНИИГАЗе [5], при добавлении поверхностно-активных веществ (ПАВ) в вертикальный водогазовый поток наблюдается смещение характеристики лифта влево (рис. 11). Это приводит к тому, что при малых скоростях газа (на левой ветви) потери давления могут уменьшиться, а при больших скоростях газа (на правой ветви), наоборот, – возрасти.

Однако этот вопрос подлежит дальнейшему изучению. Несмотря на широкое применение ПАВ в практике эксплуатации обводненных скважин, до сих пор не существует приемлемой теории, позволяющей проводить соответствующие технологические расчеты. Опубликованные экспериментальные результаты, касающиеся этого вопроса, противоречивы и не позволяют создать расчетную модель.

Отметим, что ввиду высокой значимости вопроса применения ПАВ в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» запланированы соответствующие

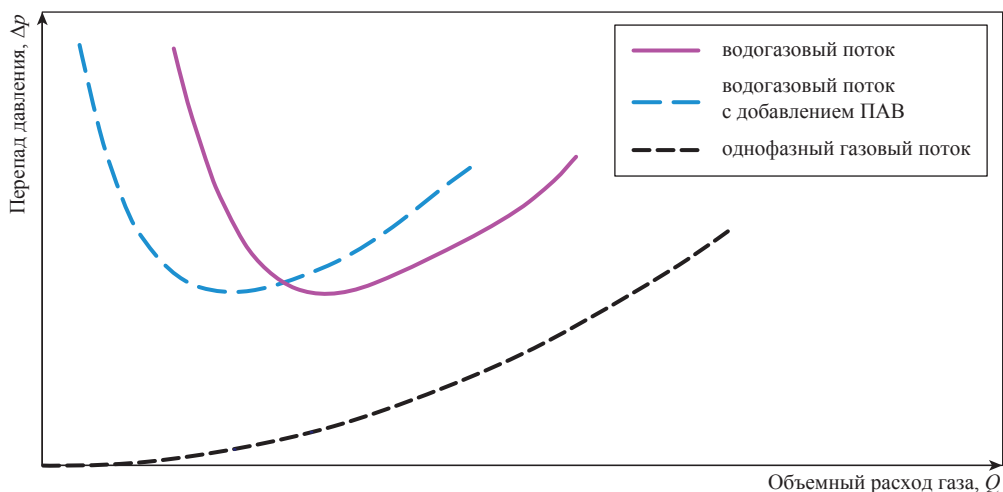


Рис. 11. Влияние ПАВ на характеристику лифта

экспериментальные исследования для условий поздней стадии разработки газовых месторождений.

Таким образом, экспериментальные исследования газожидкостных потоков применительно к условиям поздней стадии разработки месторождений уже принесли немало сюрпризов. Современная научно-методическая база в этой области знаний требует существенной доработки. Необходимо развивать и расширять

экспериментальные исследования, поскольку вопрос касается проблем наиболее полного извлечения из залежей западно-сибирских месторождений остаточных запасов газа, составляющих триллионы кубометров. Результаты должны выливаться в методические и руководящие материалы, направленные на максимальное увеличение коэффициента извлечения газа из недр месторождений-гигантов.

Список литературы

1. Тер-Саркисов Р.М. Новый этап в изучении газожидкостных потоков в вертикальных трубах / Р.М. Тер-Саркисов, Р.С. Сулейманов, С.Н. Бузинов и др. // Газовая промышленность. – 2006. – № 3. – С. 64–67.
2. Бузинов С.Н. Расчет потерь давления в газовых скважинах на поздней стадии разработки месторождений / С.Н. Бузинов, Г.М. Гереш, С.А. Бородин и др. // Газовая промышленность. – 2011. – № 12. – С. 18–21.
3. Гриценко А.И. Экспериментальное исследование истинного водосодержания в вертикальных трубах при движении по ним газоводяных смесей при малых расходах газа / А.И. Гриценко, Г.Н. Вязенкин, С.Н. Бузинов и др. // Проблемы подземного хранения газа в СССР. – М.: ВНИИГАЗ, 1983. – С. 86–96.
4. Муравьев И.М. Эксплуатация нефтяных месторождений / И.М. Муравьев, А.П. Крылов. – М.: ГНТИНЛ, 1949. – 451 с.
5. Бузинов С.Н. Экспериментальное исследование влияния пенообразующих поверхностно-активных веществ на работу газожидкостного подъемника / С.Н. Бузинов, Б.О. Козаков // Повышение эффективности систем разработки месторождений природного газа. – М.: ВНИИГАЗ, 1985. – С. 92–102.