

Владимир Александрович Толпаев,
доктор физико-математических наук, профессор,
Северо-Кавказский научно-исследовательский
проектный институт природных газов
(355035, Россия, г. Ставрополь, ул. Ленина, 419),
e-mail: TolpaevVA@scpirogaz.ru

Курбан Сапижуллаевич Ахмедов,
кандидат технических наук, директор научного центра
информационных технологий,
Северо-Кавказский научно-исследовательский
проектный институт природных газов
(355035, Россия, г. Ставрополь, ул. Ленина, 419),
e-mail: svpirogz@gazprom.ru

Александр Михайлович Кравцов,
кандидат физико-математических наук,
Северо-Кавказский научно-исследовательский
проектный институт природных газов,
(355035, Россия, г. Ставрополь, ул. Ленина, 419),
e-mail: alex_k@bk.ru

Мушег Тигранович Петросянц,
младший научный сотрудник
лаборатории подземной гидродинамики, аспирант,
Северо-Кавказский научно-исследовательский
проектный институт природных газов
(355035, Россия, г. Ставрополь, ул. Ленина, 419),
e-mail: musheg901@mail.ru

Эмпирическая модель движения газожидкостных потоков в вертикальных лифтовых трубах газовых скважин

Рассматривается проблема расчета забойного давления в газовой скважине, подверженной самоподавлению конденсационными водами. Правильный выбор забойного давления важен для определения устойчивого режима работы скважины. Его вычисление в случае наличия жидкости в продукции скважины осложняется тем, что расчетные формулы градиента давления для однофазных потоков в данном случае неприменимы. В работе проанализированы экспериментальные данные по градиентам давления в газожидкостных потоках и предложена аппроксимационная модель для аналитических расчетов градиентов давления.

Аппроксимационная модель для аналитических расчетов градиентов давления применялась для интегрирования дифференциального уравнения для распределения давления вдоль ствола скважины. Приведены результаты численных решений технологических задач работы скважин в условиях водопроявлений.

Ключевые слова: газовая скважина, устьевое давление, забойное давление, газожидкостный поток, дебит, природный газ, лифтовые трубы

Vladimir A. Tolpayev,
*Doctor of Physics and Mathematics,
North-Caucasus Research and Design Institute of Natural Gases
(419 Lenin st., Stavropol, 355035, Russia),
e-mail: TolpaevVA@scnipigaz.ru*

Kurban S. Akhmedov,
*Candidate of Engineering Science, Director of Scientific Center
of Information Technologies,
North-Caucasus Research and Design Institute of Natural Gases
(419 Lenin st., Stavropol, 355035, Russia),
e-mail: snipigz@gazprom.ru*

Aleksandr M. Kravtsov,
*Candidate of Physics and Mathematics,
North-Caucasus Research and Design Institute of Natural Gases
(419 Lenin st., Stavropol, 355035, Russia),
e-mail: alex_k@bk.ru*

Musheg T. Petrosyants,
*Junior Research, Postgraduate Student,
Laboratory of Reservoir Hydrodynamics,
North-Caucasus Researcher and Design Institute of Natural Gases
(419 Lenin st., Stavropol, 355035, Russia),
e-mail: musheg901@mail.ru*

The Empirical Model of the Motion of Gas-Liquid Flow in Vertical Gas Well Tubing

The article deals with the problem of calculating the bottom hole pressure in the gas well, subject to risk of self-loading by condensation water. Correct choice of the bottom hole pressure is important to determine the steady state operation mode of the well. Its calculation in the case of presence of liquid in the well production is complicated by the fact that the pressure gradient calculation formulas for single-phase flows in this case do not apply.

The paper analyzes the experimental data on the pressure gradients in the gas-liquid flows and proposes an approximation model for analytical calculations of pressure gradients. Approximation model for analytical calculations of pressure gradients was used for the integration of the differential equation for the pressure distribution along the wellbore. The results of numerical solutions of technological problems of well operation in conditions of water seepage are presented.

Keywords: gas well, wellhead pressure, bottom hole pressure, gas-liquid flow, flow rate, natural gas, gas well tubing

Введение. При эксплуатации скважин газовых месторождений важными характеристиками являются значения устьевого, забойного и пластового давлений, а также распределение градиента давления в насосно-компрессорной трубе (НКТ) вдоль ствола скважины. Если устьевое давление может быть измерено непосредственно, то остальные характеристики подлежат оценке на основании модельных формул [1–7]. В тех случаях, когда скважины подвержены самозадавливанию конденсационными водами, построение такого рода оценок и моделей существенно усложняется. Для расчета технологического режима эксплуатации газовой скважины, работающей в условиях водопроявлений, необходимо уметь определять режим её устойчивой работы. Для этого необходимо уметь рассчитывать забойное давление для заданного устьевого давления и заданного дебита скважины. Другими словами —

рассчитывать перепад давления между башмаком вертикальной НКТ и устьем скважины. В работе предлагаются новые подходы к решению этой задачи.

Применяемые методики расчета перепада давления в вертикальных газожидкостных потоках. Для расчета потерь давления от башмака НКТ до устья вертикальное квазистационарное движение газожидкостной смеси (ГЖС) в лифтовой трубе в первом приближении рассматривается как стационарное, для описания которого разработаны различные методики.

Так, для расчета перепада давления в восходящем газожидкостном потоке с малым содержанием жидкости ранее предлагалось моделировать [1–3] ГЖС квазигомогенной средой, плотность $\rho_{см}$ которой определяется по специальному уравнению состояния $\rho_{см} = \rho_{см}(P, T)$, и описывать движение ГЖС уравнением

$$\frac{dP}{dx} = \rho_{см}(p, T) \cdot g + \lambda_{см} \cdot \frac{\rho_{см}}{d} \cdot \frac{w_{см}^2}{2}. \quad (1)$$

В уравнении (1) $P = P(x)$ – давление в ГЖС в сечении трубы. Ось x в (1) направлена вертикально вниз с началом отсчета от устья скважины; $\rho_{см}$ – плотность квазигомогенной среды, определяемая специальным уравнением состояния [Там же], T – абсолютная температура, g – ускорение свободного падения, $w_{см} = w_{см}(x)$ – скорость вертикального движения ГЖС, d – внутренний диаметр лифтовой трубы; $\lambda_{см}$ – безразмерный коэффициент гидравлического сопротивления движению ГЖС в лифтовой трубе. Таким образом, в математических моделях вертикальных потоков ГЖС, рассматриваемых как квазигомогенные среды, суммарный градиент давления $\frac{dP}{dx}$ определяется действием силы веса $\rho_{см} \cdot g$ движущейся среды и силой трения $\lambda_{см} \cdot \frac{\rho_{см}}{d} \cdot \frac{w_{см}^2}{2}$ среды о стенки трубы.

В этих моделях не учитываются силы трения внутри ГЖС, которые вызваны различными абсолютными скоростями движения жидкой и газовой фаз относительно стенок трубы, что приводит к значительным погрешностям на практике при расчетах по квазигомогенным моделям. В 1980 году Б. О. Ахмедовым и С. Н. Бузиновым [4] для расчета перепада давления взамен (1) предложено дифференциальное уравнение

$$\frac{dP}{dx} = \rho_{см}(P, T) \cdot g + \rho_{ж} \cdot g \cdot i(Fr^*, Fr_{ж}). \quad (2)$$

В уравнении (2) суммарный градиент давления $\frac{dP}{dx}$ определяется действием сил веса $\rho_{г} \cdot g$ газовой и жидкой фазы движущейся среды, а также силами трения между фазами в ГЖС и трения ГЖС о стенки трубы. По предположению С. Н. Бузинова и О. В. Николаева вклад в суммарный градиент давления я $\frac{dP}{dx}$ действия сил веса жидкой фазы, сил трения между фазами ГЖС и трения ГЖС о стенки трубы учитывается во втором слагаемом $\rho_{ж} \cdot g \cdot i(Fr^*, Fr_{ж})$. В нём $\rho_{ж}$ – плотность выносимой жидкости, а $i(Fr^*, Fr_{ж})$ – экспериментально определяемый безразмерный множитель, называемый приведенным градиентом давления. Последний зависит от двух безразмерных параметров $Fr^*, Fr_{ж}$ [Там же]. Безразмерными параметрами выступают $Fr^*, Fr_{ж}$ – комплексное (модифицированное) число Фруда, определяемое по формуле [Там же]

$$Fr^* = \frac{\rho_{г}}{\rho_{ж}} \cdot \frac{w_{г}^2}{g \cdot d}, \quad (3)$$

и число Фруда по жидкости

$$Fr_{ж} = \frac{\rho_{ж}^2}{g \cdot d}. \quad (4)$$

В (3) и (4) w_z — скорость движения газа вдоль НКТ, а $w_{ж}$ — приведенная скорость движения жидкости вдоль НКТ (равная отношению протекающего за единицу времени объема жидкости к площади сечения НКТ). Через измеряемые в экспериментах параметры безразмерное комплексное число Фруда в смешанной технической системе единиц измерения величин вычисляется по формуле

$$Fr^* = \frac{7,65231 \cdot 10^6 \cdot Q_{н}^2}{d^5} \cdot \frac{T}{P} \cdot \frac{z(P,T)}{z_{н}} \cdot \frac{\rho_{н}}{\rho_{ж}}, \quad (3a)$$

где $Q_{н}$ — дебит скважины по газу при стандартных атмосферных условиях в $\frac{\text{тыс. м}^3}{\text{сут}}$, P и T — давление и абсолютная температура газа на забое скважины в МПа и градусах Кельвина, $z(P,T)$ и $z_{н}$ — коэффициент сверхсжимаемости газа на забое и при стандартных условиях соответственно. Число Фруда по жидкости в смешанной технической системе единиц измерения величин вычисляют по формуле

$$Fr_{ж} = 0,0221464 \cdot \frac{\gamma^2 \cdot Q_{н}^2}{d^5}. \quad (4a)$$

В обеих формулах (3a) и (4a) внутренний диаметр НКТ d выражается в мм, а γ — газовой фактор, равный объему жидкости (в см^3), приходящейся в дебите скважины $Q_{н}$ на объём 1 м^3 .

Аппроксимационная модель расчета приведенного градиента давления. Авторы настоящей статьи обработали накопленные экспериментальные данные, ранее полученные другими исследователями [4–11], о значениях приведенного градиента давления $i(Fr^*, Fr_{ж})$ при различных числах Фруда Fr^* и $Fr_{ж}$, и построили для расчета приведенного градиента давления следующую аппроксимационную модель:

$$i = \left(\frac{B}{\sqrt{Fr^*}} + A \cdot Fr^* + DB \right) \cdot \sqrt[4]{Fr_{ж}}. \quad (5)$$

Коэффициенты A , B и D в формуле (5) имеют значения: $A = 2,02579 \times 10^{-4}$, $B = 13,249276$ и $D = -0,3218$. На рис. 1 приведен график модельной зависимости, построенный по формуле (5). Маркерами отмечены точки, отвечающие экспериментальным данным.

Из графика на рис. 1 видно хорошее качественное и удовлетворительное количественное соответствие аппроксимационной модели (5) всей совокупности имеющихся экспериментальных данных. Представление о количественных величинах абсолютных относительных расхождений между теоретическими значениями (5) приведенного градиента давления и экспериментальными данными дает табл. 1. В этой таблице для каждого зафиксированного числа Фруда по жидкости $fr_{ж} \times 10^4$ рассчитано среднее арифметическое относительных погрешностей

$$\varepsilon_{fr_{ж}}, \% = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \frac{\left| i^{(k)}(Fr^*, Fr_{ж}) - i_{\text{экс}}^{(k)} \right|}{i_{\text{экс}}^{(k)}} \cdot 100 \%, \quad (6)$$

где N — число экспериментальных точек в опытах с зафиксированным значением $fr_{ж} = Fr_{ж} \times 10^4$.

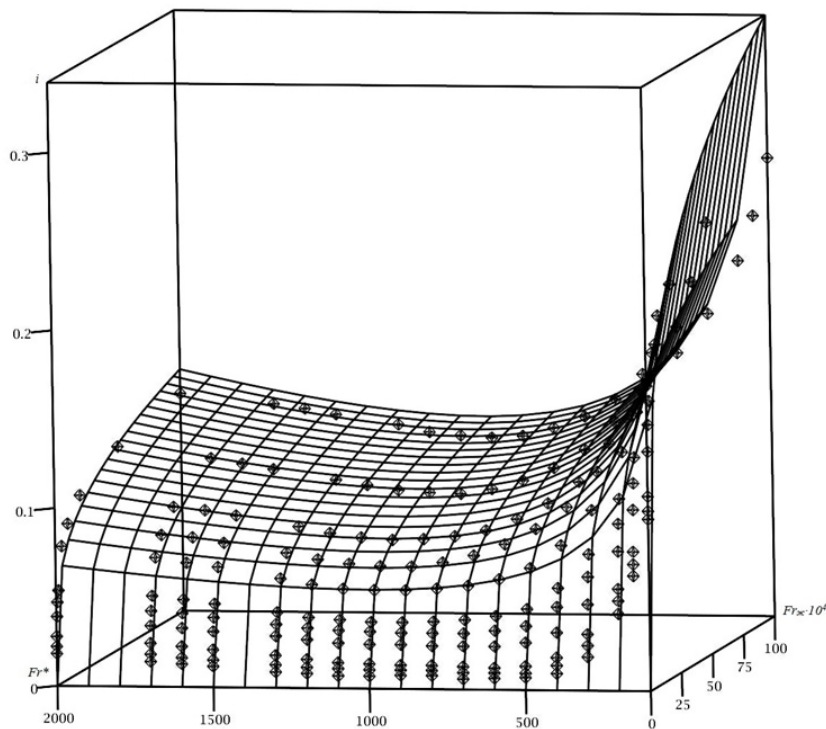


Рис. 1. Сравнение модельной зависимости (представленной гладкой поверхностью) приведенного градиента давления $i(Fr^*, Fr_{ж})$ от чисел Фруда с экспериментальными данными (представленными в виде черных маркеров)

Таблица 1

Средние арифметические значения относительных погрешностей теоретических величин приведенного градиента давления $i(Fr^*, Fr_{ж})$

Число Фруда по жидкости, $fr_{ж} = Fr_{ж} \times 10^4$	Среднее значение погрешности, $\varepsilon_{fr_{ж}}, \%$
0,05	10,75
0,1	7,48
0,5	9,27
1	4,88
2	6,05
5	3,06
10	4,25
20	0,47
50	4,36
100	7,90

Уточнение дифференциального уравнения вертикального движения ГЖС в НКТ. Располагая аналитической зависимостью (5) приведенных градиентов давления от чисел Фруда появилась возможность выполнить уточненные расчеты перепадов давления от башмака НКТ до устья вертикальной лифтовой трубы, в которой двигается ГЖС. Численные расчеты перепадов давления по дифференциальному уравнению (2) привели,

однако, к значениям, заметно отклоняющимся от результатов замеров в промышленных испытаниях, в особенности для труб большой длины 1000 м и более.

Последнее авторы объясняют тем, что в дифференциальном уравнении (2) отсутствует слагаемое, отвечающее за влияние силы трения ГЖС о стенки трубы. Дело, по-видимому, в том, что все экспериментальные данные по замерам приведенного градиента давления [4–11] были получены на трубах малой длины (порядка 10÷30 м) с гладкой, без шероховатостей, внутренней поверхностью. Поэтому приведенный градиент давления $i(Fr^*, Fr_{ж})$ отражает вклад, вносимый действиями сил веса жидкой фазы и внутренними силами трения в ГЖС, вызванными разными абсолютными скоростями движения жидкой и газообразной фаз. Для учета сил трения ГЖС о стенки трубы в дифференциальное уравнение (2) нужно внести соответствующее слагаемое. Падение градиента давления вдоль трубы, обусловленное силами трения жидкости (газа) о её стенки определяется, как известно, законом Дарси-Вейсбаха, выражаемого формулой [12]

$$\left(\frac{dP}{dx}\right)_{mp} = \tilde{\lambda} \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{w^2}{2g}, \quad (7)$$

где d — диаметр трубы, а $\tilde{\lambda}$ — коэффициент гидродинамического сопротивления трубы, зависящий от шероховатости трубы и вязкости двигающейся жидкости. Сравнивая формулу Дарси-Вейсбаха (7) с формулой для расчета комплексного (модифицированного) числа Фруда $Fr^* = \frac{\rho_{г}}{\rho_{ж}}$, для учета силы трения газожидкостного потока о стенки трубы можно предложить следующее выражение:

$$\left(\frac{dP}{dx}\right)_{mp} = \frac{\lambda}{2} \cdot Fr^*. \quad (8)$$

В выражении (8) коэффициент гидродинамического сопротивления $\tilde{\lambda} = \lambda \cdot \frac{\rho_{ж}}{\rho_{г}}$ на практике должен определяться путем верификации математической модели с промышленными данными. Внося в дифференциальное уравнение (2) дополнительное слагаемое (8), отражающее вклад в результирующий градиент давления сил трения ГЖС о стенки трубы, приходим к следующему дифференциальному уравнению движения ГЖС в вертикальной НКТ:

$$\frac{dP}{dX} = \rho_{ж}(P, T) \cdot g + \rho_{ж} \cdot g \cdot i(Fr^*, Fr_{ж}) + \frac{\lambda}{2} \cdot Fr^*. \quad (9)$$

Отметим, что в частном случае, когда газовой фазой фактор $\gamma = 0$ и, следовательно, число $Fr_{ж} = 0$, а значит, и приведенный градиент давления, согласно (5), будет равен нулю $i(Fr^*, Fr_{ж}) = 0$, дифференциальное уравнение (9) в отличие от дифференциального уравнения (2) совпадет с известным дифференциальным уравнением движения сухого газа в вертикальной лифтовой трубе [13].

Дифференциальное уравнение (9) совместно с формулами (3–5) позволяет рассчитать перепад давления между башмаком вертикальной насосно-компрессорной трубы и устьем НКТ. Для этого требуется численно, например, методом Рунге-Кутты, решить задачу Коши для уравнения (9) совместно с начальным условием

$$P|_{x=0} = P_{уст}, \quad (10)$$

где $P_{уст}$ — заданное давление на устье НКТ. Должны быть также заданы Q_n — дебит скважины по газу при стандартных атмосферных условиях, внутренний диаметр НКТ d и γ —

газоводяной фактор (либо дебит скважины по воде q_b). Наконец, должно быть задано распределение температуры по стволу скважины. Такое распределение отыскивается экспериментально. Авторы рекомендуют применять непрерывное кусочно-линейное распределение температуры, используя замеры температуры на уровне башмака НКТ, на границе с многолетнемерзлыми породами и на устье скважины.

В результате решения задачи Коши (9, 10) найдем таблично заданную функцию распределения давления вдоль НКТ и, в частности, значение давления на башмаке НКТ, принимаемое в качестве забойного давления.

Тестовые примеры расчетов забойного давления по дифференциальному уравнению (10).

Тестовый пример 1. Расчеты забойного давления для НКТ с длиной $L = 1000$ м, с внутренним диаметром $d = 10$ см и дебитом скважины по воде $q_b = 0,2$ м³/сут.

Изменяя с некоторым шагом значения дебита W_n скважины по газу и устьевое давление при зафиксированных значениях дебита скважины по воде q_b и внутреннего диаметра НКТ d , методом Рунге-Кутты, рассчитываем распределение давления в НКТ вдоль ее длины. При значении $x = L$ получим величину давления на уровне башмака НКТ, т. е. забойное давление. Результаты расчетов забойных давлений для ряда конкретных значений устьевых давлений и дебитов скважины по газу представлены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты расчетов забойных давлений $p_{заб}$, МПа в примере 1

$p_{заб}$, МПа	Дебит Q , тыс.м ³										
	0	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500
0,78	7,44	0,90	0,98	1,44	1,92	2,60	3,28	3,98	4,95	6,04	7,26
0,90	4,73	0,93	1,09	1,67	1,94	2,43	3,07	3,72	4,53	5,47	6,56
1,01	3,76	1,68	1,43	1,56	1,81	2,05	2,29	2,65	3,04	3,41	3,90
1,10	4,16	2,69	1,80	1,17	2,17	1,90	1,79	1,74	1,82	1,91	2,01
1,30	6,33	4,59	3,20	2,40	1,99	1,82	1,73	1,65	1,75	1,68	1,71
1,35	4,20	2,93	1,98	1,46	2,11	1,78	1,65	1,60	1,62	1,61	1,61
1,40	9,04	6,20	4,14	2,95	2,23	1,87	1,67	1,58	1,48	1,58	1,58
1,45	10,82	7,00	4,70	3,25	2,38	1,87	1,64	1,47	1,47	1,54	1,60
1,60	10,24	6,92	4,88	3,71	2,98	2,60	2,34	2,16	1,98	1,84	1,68
1,80	9,52	6,66	5,13	4,23	3,71	3,41	3,22	2,94	2,66	2,27	1,94
2,00	8,84	6,55	5,31	4,57	4,34	4,13	3,92	3,64	3,29	2,65	2,01
2,20	8,22	6,35	5,41	4,95	4,83	4,71	4,56	4,26	3,75	3,04	2,26
2,40	7,72	6,18	5,56	5,25	5,29	5,19	5,09	4,77	4,24	3,40	2,40
2,60	7,32	6,06	5,63	5,54	5,60	5,58	5,51	5,24	4,66	3,80	2,63
2,80	6,83	5,98	5,63	5,73	5,84	5,89	5,80	5,53	5,01	4,05	2,83
3,00	6,53	5,89	5,72	5,84	5,95	6,06	6,09	5,78	5,18	4,40	3,14
3,20	6,24	5,76	5,69	5,80	6,08	6,15	6,16	5,92	5,42	4,65	3,53
3,40	6,00	5,60	5,67	5,85	6,02	6,19	6,18	5,97	5,50	4,86	3,88
3,60	5,90	5,55	5,56	5,70	5,92	6,02	6,04	5,95	5,62	5,07	4,28
3,80	5,76	5,47	5,42	5,53	5,63	5,81	5,83	5,83	5,62	5,18	4,70
4,00	5,74	5,45	5,26	5,30	5,42	5,44	5,58	5,60	5,55	5,38	5,18

4,20	5,79	5,41	5,14	5,00	4,96	5,05	5,13	5,24	5,33	5,50	5,63
4,28	5,88	5,37	5,02	4,91	4,76	4,82	4,92	5,05	5,30	5,57	5,83
4,30	5,86	5,40	5,02	4,79	4,76	4,79	4,87	5,06	5,25	5,54	5,92
4,39	5,86	5,38	4,88	4,60	4,48	4,49	4,61	4,85	5,18	5,60	6,17
5,00	9,56	8,31	7,07	6,09	5,51	5,23	5,41	6,03	7,18	8,79	10,92

Таблица 2 позволяет строить характеристические кривые — графики зависимости забойного давления от дебита скважины по газу. Эти кривые имеют важное прикладное значение, так как они применяются для определения технологического режима эксплуатации скважины, подверженной самозадавлыванию конденсационными водами.

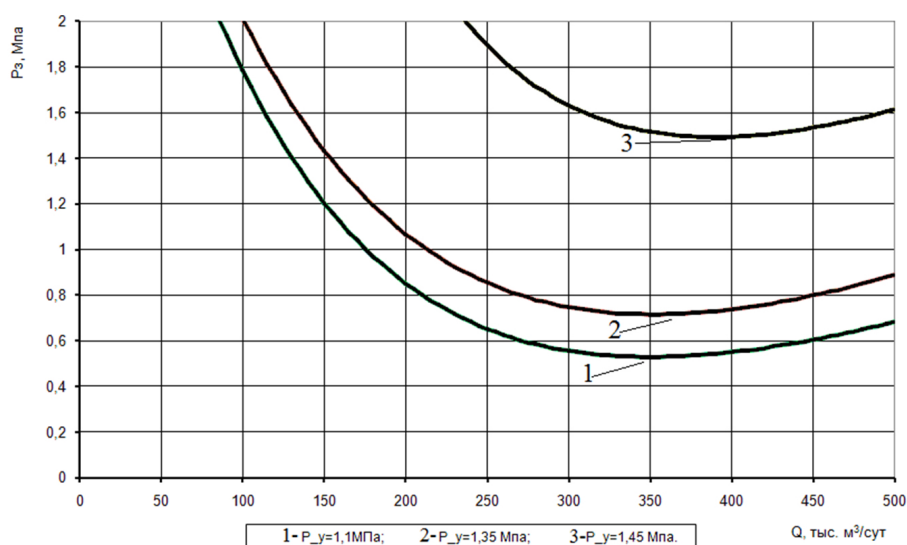


Рис. 2. Зависимости забойного давления (характеристические кривые) вертикальной лифтовой трубы с длиной $L = 1000$ м с внутренним диаметром $d = 10$ см и дебитом скважины по воде $q_v = 0,2$ м³/сут от дебита скважины по газу

Тестовый пример 2. Расчеты забойного давления для НКТ с длиной $L = 1000$ м, с зафиксированным устьевым давлением $d = 10$ см, с дебитом скважины по воде $q_v = 0,2$ м³/сут и при различных внутренних диаметрах НКТ.

Изменяя с некоторым шагом значения дебита Q_n скважины по газу и внутренний диаметр НКТ d при зафиксированных значениях дебита скважины по воде q_v и устьевое давление, методом Рунге-Кутты рассчитываем распределение давления в НКТ вдоль ее длины. При координате $x = L$ получим значение давление на уровне башмака НКТ, т. е. забойное давление. Результаты расчетов забойных давлений для ряда конкретных значений внутренних диаметров НКТ представлены в табл. 3.

Результаты расчетов забойных давлений $p_{заб}$, МПа в примере 2

Внутренние диаметры НКТ d , см	Дебит Q , тыс.м ³										
	0	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500
6,2	2,99	1,85	3,22	6,58	12,12	20,69	32,44	51,08	78,53	120,20	182,06
7,0	3,06	1,26	1,69	2,77	4,38	6,84	10,55	14,76	20,44	28,12	39,18
7,6	2,85	1,72	1,91	2,78	3,55	4,81	6,87	9,45	12,05	15,36	19,73
10,0	3,74	1,37	1,39	1,32	1,52	2,09	2,59	2,49	2,73	3,47	3,80
13,2	7,21	3,15	1,92	1,82	2,32	2,57	2,62	3,19	3,54	3,94	4,66
15,3	10,92	4,56	2,01	1,70	1,26	1,29	1,96	2,02	2,07	2,70	2,86
16,4	13,32	5,59	2,51	1,26	1,24	0,99	1,22	1,23	1,93	2,13	2,34

Таблица 3 позволяет наглядно выявить влияние на характеристическую кривую НКТ ее внутреннего диаметра (рис. 3).

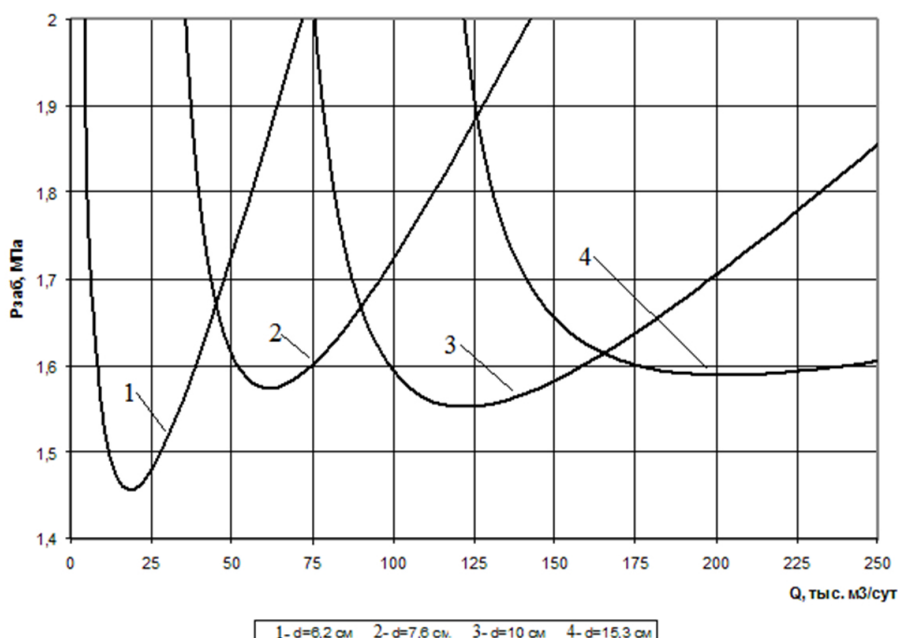


Рис. 3. Влияние внутреннего диаметра вертикальной лифтовой трубы (НКТ) на характеристическую кривую (на зависимость забойного давления от дебита скважины по газу)

Однако табличное представление результатов вычислений по сложному вычислительному алгоритму инженерно-техническим работникам на производстве будет малоприспособно для практического применения

Возможный вид уравнения для аппроксимации характеристических кривых вертикальных лифтовых труб. Анализ данных в таблицах типа табл. 2 и 3 позволяет рекомендовать для практического применения следующий общий вид уравнения для аппроксимации всех характеристических кривых вертикальных лифтовых труб:

$$P_{заб} = a_1 \cdot \exp(b_1 \cdot Q) + a_2 \cdot \exp(b_2 \cdot Q) + a_0, \quad (11)$$

где $P_{заб}$, МПа; дебит Q , $\frac{\text{тыс. м}^3}{\text{сут}}$.

Коэффициенты уравнения (11) зависят от длины L , м НКТ; внутреннего диаметра d НКТ; водогазового фактора (ВГФ) q_v , м³/сут. и устьевого давления $p_{уст}$, МПа. В табл. 4 и 5 приведены коэффициенты эмпирического уравнения характеристических кривых вертикальных лифтовых труб для различных исходных данных.

Таблица 4

Коэффициенты уравнения (11) для значений устьевого давления $p_{уст} = 1,01$ МПа и водогазового фактора $q_v = 0,2$ м³/сут., когда варьируется внутренний диаметр НКТ

Коэффициенты	Внутренний диаметр НКТ, см						
	6,2	7,0	7,6	10	13,2	15,3	16,4
b_1	0,0081	0,0058	0,0042	0,0019	0,0005	0,0002	0,0001
b_2	-0,0324	-0,0291	-0,0223	-0,0322	-0,0222	-0,0192	-0,0194
a_1	3,2037	2,2263	2,7462	1,8206	14,1408	28,2360	37,4810
a_2	3,7177	3,1143	2,8675	2,8395	6,3754	10,7944	13,7557
a_3	-3,9872	-2,5243	-2,7773	-0,9056	-13,3355	-28,2303	-38,1276

Таблица 5

Коэффициенты уравнения (11) для значений устьевого давления $p_{уст} = 1,01$ МПа, когда варьируются устьевое давление и водогазовый фактор q_v

$p_{уст}$, МПа q_v , м ³ /сут.	Коэффициент уравнения (12)	Числовые значения коэффициентов для лифтовых труб длиной $L = 10000$ м и внутренним диаметром $d = 10$ см
0,78 $q_v = 0,2$ м ³ /сут.	b_1	0,0030
	b_2	-0,0640
	a_1	2,0609
	a_2	7,1691
	a_0	-1,7602
1,01 $q_v = 0,2$ м ³ /сут.	b_1	0,00190
	b_2	-0,0322
	a_1	1,8206
	a_2	2,8395
	a_0	-0,9056
1,1 $q_v = 0,2$ м ³ /сут.	b_1	0,0006
	b_2	-0,0081
	a_1	2,7064
	a_2	4,5506
	a_0	-3,1244
1,35 $q_v = 0,2$ м ³ /сут.	b_1	0,0005
	b_2	-0,0071
	a_1	4,8338
	a_2	4,7835
	a_0	-5,4075
1,45 $q_v = 0,2$ м ³ /сут.	b_1	0,0003
	b_2	-0,0091
	a_1	9,9878
	a_2	10,6487
	a_0	-9,8399

4,28 $q_{в} = 0,2 \text{ м}^3/\text{сут.}$	b_1	0,0001
	b_2	-0,0040
	a_1	125,3293
	a_2	5,1185
	a_0	-124,6074
4,39 $q_{в} = 0,2 \text{ м}^3/\text{сут.}$	b_1	0,0001
	b_2	-0,0013
	a_1	219,7778
	a_2	34,4613
	a_0	-248,3381
4,16 $q_{в} = 0,2 \text{ м}^3/\text{сут.}$	b_1	0,0005
	b_2	-0,0039
	a_1	26,8205
	a_2	8,4619
	a_0	-28,7261
4,30 $q_{в} = 0,2 \text{ м}^3/\text{сут.}$	b_1	0,0003
	b_2	-0,0168
	a_1	6,7732
	a_2	3,9724
	a_0	-2,5869

Таблицы 4 и 5 совместно с эмпирическим уравнением (11) характеристических кривых значительно расширяют возможности расчета технологических режимов эксплуатации газовых скважин с водопроявлениями. Например, на рис. 4 с помощью уравнения (11) и табл. 5 построены характеристические кривые $p_{заб} = p_{заб}(Q)$ на интервале $0 \leq Q \leq 500$ для следующих исходных данных: $q_{в} = 0,2 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $L = 1000 \text{ м}$ и $d = 10 \text{ см}$. Значения устьевого давления: $p_{уст} = 4,27; 4,39$.

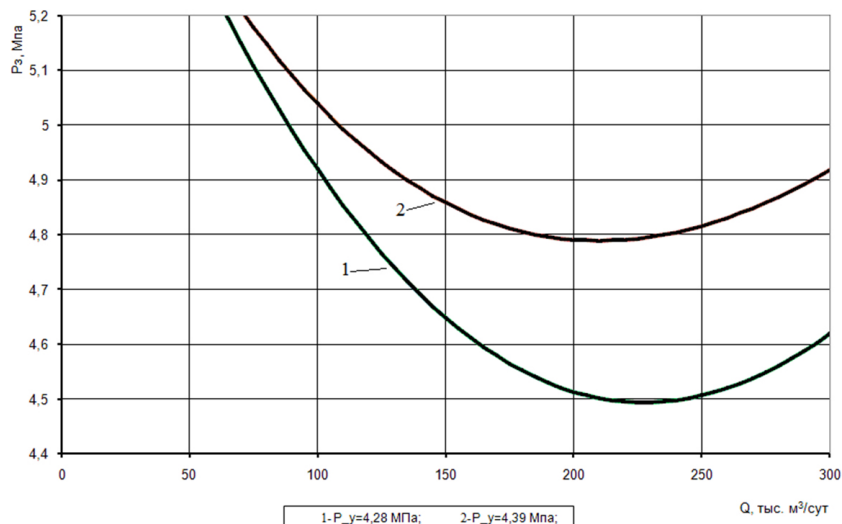


Рис. 4. Влияние изменения устьевого давления на характеристическую кривую вертикальной лифтовой трубы

На рис. 5 с помощью уравнения (11) и табл. 4 построены характеристические кривые для НКТ с разными внутренними диаметрами.

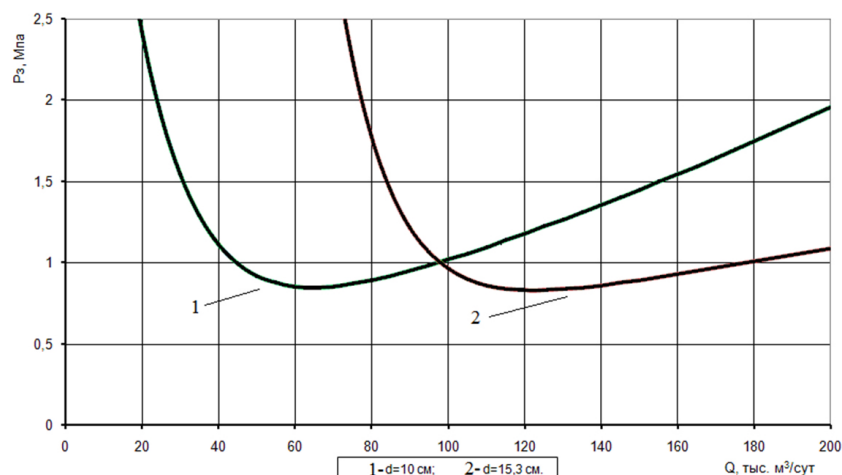


Рис. 5. Характеристические кривые для труб с внутренними диаметрами 10 и 15,3 см. Длина НКТ $L = 1000$ м, давление на устье $p_{уст} = 0,78$ МПа и водогазовый фактор $q_B = 0,2$ м³/сут.

Заключение. Полученные в статье инженерные методики позволяют строить характеристические кривые для газовых скважин, подверженных водопроявлениям, а также, при необходимости, получать оценки забойного давления. На основании таких оценок можно судить о соответствии технологического режима эксплуатации скважины с энергетическим состоянием пласта в призабойной зоне и рабочими устьевыми давлениями. Построенная аппроксимационная модель (5) для расчета приведенного градиента давления в вертикальном газожидкостном потоке, описывающая все множество имеющихся экспериментальных данных, по мнению авторов, заслуживает внедрения в практику. Данная модель для ПАО «Газпром» дает большой экономический эффект, так как позволяет сократить объемы дорогостоящих и трудозатратных экспериментальных исследований по замерам приведенных градиентов давлений в вертикальных газожидкостных потоках, поскольку она требует своего уточнения лишь в узких областях значений чисел Фруда, а не в глобальной области всех физически возможных их значений.

Список литературы

1. Ли Дж., Никенсю Г., Уэллс М. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. М.: Премиум Инжиниринг, 2008.
2. Gray H. E. Vertical Flow Correlation in Gas Wells / User manual for API 14B, Subsurface controlled safety valve sizing computer program, App. B. EPR Report, 1974.
3. Amusa Samuel. Optimal Position of the Extended Tail Pipes for Liquid Removal from Gas Wells: Faculty of Aerospace Engineering TU Delft in partial fulfillment of the requirement for the degree of Master of Science. Royal Dutch Shell, Rijswijk, Netherlands, 2009.
4. 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.
5. Бузинов С. Н., Гереш Г. М., Николаев О. В., Харитонов А. Н., Шулепин С. А. К вопросу о выборе газлифтной эксплуатации скважин на поздней стадии разработки газового месторождения // Территория нефтегаз. 2013. № 5. С. 80–83.

6. Николаев О. В. Регулирование работы газовых скважин на завершающей стадии разработки залежей по результатам экспериментальных исследований газожидкостных потоков в вертикальных трубах: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. М., 2012.
7. Муравьев И. М., Крылов А. П. Эксплуатация нефтяных месторождений. М.-Л.: ГТТИ, 1949.
8. Коротаев Ю. П. Избранные труды. М.: Недра, 1996.
9. Адамов Г. А. Движение реальных газов по вертикальным трубам при высоких давлениях // Тр. ВНИИГаза. М.: Гостехиздат, 1951.
10. Медко В. В. Технология удаления жидкости из газовых скважин с лифтовыми колоннами с большими диаметрами: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. М., 2007.
11. Бузинов С. Н., Шулятиков В. И. Экспериментальное исследование потерь давления в малодебитных газовых скважинах, работающих с жидкостью // Разработка месторождений, промысловая и заводская обработка газа, транспорт газа. М.: ВНИИГАЗ, 1974. Вып. 2. С. 60–69.
12. Басниев К. С., Дмитриев, Розенберг Г. Д. Нефтегазовая гидромеханика: учеб. пособие для вузов. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. 544 с.
13. Зотов Г. А., Алиев З. С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин. М.: Недра, 1980.

References

1. Li Dzh., Nikensyu G., Uells M. Ekspluatatsiya obvodnyayushchikhsya gazovykh skvazhin. М.: Premium Inzhiniring, 2008.
2. Gray H. E. Vertical Flow Correlation in Gas Wells / User manual for API 14B, Subsurface controlled safety valve sizing computer program, App. B. EPR Report, 1974.
3. Amusa Samuel. Optimal Position of the Extended Tail Pipes for Liquid Removal from Gas Wells: Faculty of Aerospace Engineering TU Delft in partial fulfillment of the requirement for the degree of Master of Science. Royal Dutch Shell, Rijswijk, Netherlands, 2009.
4. Akhmedov B. G., Buzinov S. N. Ekspluatatsiya gazovykh skvazhin na pozdnei stadii razrabotki // Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenii. М.: VNIIEgazprom, 1980. Vyp. 10. 37 s.
5. Buzinov S. N., Geresh G. M., Nikolaev O. V., Kharitonov A. N., Shulepin S. A. K voprosu o vybore gazliftnoi ekspluatatsii skvazhin na pozdnei stadii razrabotki gazovogo mestorozhdeni // Territoriya neftegaz. 2013. № 5. S. 80–83.
6. Nikolaev O. V. Regulirovanie raboty gazovykh skvazhin na zavershayushchei stadii razrabotki zalezhei po rezul'tatam eksperimental'nykh issledovaniy gazozhidkostnykh potokov v vertikal'nykh trubakh: dis. ... kand. tekhn. nauk: 25.00.17. М., 2012.
7. Murav'ev I. M., Krylov A. P. Ekspluatatsiya neftyanykh mestorozhdenii. М.-Л.: ГТТИ, 1949.

8. Korotaev Yu. P. Izbrannye trudy. M.: Nedra, 1996.
9. Adamov G. A. Dvizhenie real'nykh gazov po vertikal'nym trubam pri vysokikh davleniyakh // Tr. VNIIGaza. M.: Gostoptekhizdat, 1951.
10. Medko V. V. Tekhnologiya udaleniya zhidkosti iz gazovykh skvazhin s liftovymi kolonnami s bol'shimi diametrami: dis. ... kand. tekhn. nauk: 25.00.17. M., 2007.
11. Buzinov S. N., Shulyatkov V. I. Eksperimental'noe issledovanie poter' davleniya v malodebitnykh gazovykh skvazhinakh, rabotayushchikh s zhidkost'yu // Razrabotka mestorozhdenii, promyslovaya i zavodskaya obrabotka gaza, transport gaza. M.: VNIIGAZ, 1974. Вып. 2. S. 60–69.
12. Basniev K. S., Dmitriev, Rozenberg G. D. Neftegazovaya gidromekhanika: ucheb. posobie dlya vuzov. M.; Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, 2005. 544 s.
13. Zotov G. A., Aliev Z. S. Instruksiya po kompleksnomu issledovaniyu gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin. M.: Nedra, 1980.

Библиографическое описание статьи

Толпаев В. А., Ахмедов К. С., Кравцов А. М., Петросянц М. Т. Эмпирическая модель движения газожидкостных потоков в вертикальных лифтовых трубах газовых скважин // Ученые записки Забайкальского государственного университета. Сер. Физика, математика, техника, технология. 2016. Т. 11, № 4. С. 45–58.

DOI:10.21209/2308-8761-2016-11-4-45-58.

Reference to article

Tolpayev V. A., Akhmedov K. S., Kravtsov A. M., Petrosyants M. T. The Empirical Model of the Motion of Gas-Liquid Flow in Vertical Gas Well Tubing // Scholarly Notes Of Transbaikal State University. Series Physics, Mathematics, Engineering, Technology. 2016. Vol. 11, No 4. P. No 4. P. 45–58. DOI:10.21209/2308-8761-2016-11-4-45-58.

Статья поступила в редакцию 20.04.2016