



ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С ОДНОРЯДНЫМ ЛИФТОМ ПО КРИТИЧЕСКОЙ СКОРОСТИ ВОСХОДЯЩЕГО ПОТОКА

Р.А.Гасумов¹, Э.Р.Гасумов*²

¹Северо-Кавказский федеральный университет, Ставрополь, Россия; ²Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан

Researches of Technological Mode of Operation of Gas Wells with a Single-Lift Elevator at a Critical Speed of Upper Flow

R.A.Gasumov¹, E.R.Gasumov²

¹North Caucasian Federal University, Stavropol, Russia; ²Azerbaijan State University of Oil and Industry, Baku, Azerbaijan

Abstract

The article discusses the modes of movement of gas-liquid flows in relation to the operating conditions of waterlogged gas wells at a late stage of field development. Algorithms have been developed for calculating gas well operation modes based on experimental work under conditions that reproduce the actual operating conditions of flooded wells of Cenomanian gas deposits. The concept of calculating the technological mode of operation of gas wells with a single-row elevator according to the critical velocity of the upward flow is considered based on the study of the equilibrium conditions of two oppositely directed forces: the gravity of water drops directed downward and the lifting force moving water drops with a gas flow directed upward. A calculation was made according to the method of the averaged physical parameters of formation water and natural gas in the conditions of flooded Cenomanian gas wells in Western Siberia. The results of a study of the dependence of the critical flow rate of Cenomanian wells on bottomhole pressure and diameter of elevator pipes are presented.

Keywords:

Field development;
Well; Exploitation;
Cenomanian deposits;
Water-logged gas wells;
Technological mode;
Critical speed;
Upward flow;
Lift pipes;
Natural gas;
Flow rate;
Produced water;
Bottomhole pressure.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Сеноманские залежи крупнейших газовых месторождений Западной Сибири характеризуются небольшими глубинами залегания и относительно низким энергетическим потенциалом. В процессе эксплуатации и выработки запасов газовых месторождений (ГМ) происходит падение пластового давления, уменьшаются дебиты и скорость восходящего потока газа и не обеспечивается вынос жидкости на поверхность. Почти половина фонда этих эксплуатационных скважин оборудованы лифтовыми колоннами (ЛК), для подъема газа на поверхность при освоении. В качестве ЛК используются насосно-компрессорные трубы (НКТ) диаметром 168 мм. Основной проблемой эксплуатации таких скважин является скопление конденсационной жидкости на забое и в ЛК из-за снижения деби-

тов ниже критических, необходимых для выноса жидкости. Фонд этих скважин составляет сегодня почти 30%, и с каждым годом их число только увеличивается.

Анализ и обобщение опыта разработки ГМ и эксплуатации сеноманских скважин с водопроявлениями показал, что процесс вертикального подъема газа по ЛК неустойчив, характеризуется значительными потерями давления по ЛК, в основном обусловленным гравитационной составляющей потерь давления. При пластовых давлениях ниже гидростатического в процессе движения газожидкостного потока на забое скважины может накапливаться конденсационная жидкость, что приводит к самодавлению скважин. Поэтому по мере снижения пластовых давлений могут создаваться условия, когда разработка месторождений природных газов станет невозможной без проведения мероприятий по удалению находящейся в забое скважины жидкости.

*E-mail: R.Gasumov@yandex.ru
<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20210100486>

В связи с этим, актуальным является решение следующих проблем эксплуатации газовых скважин сеноманских ГМ:

- обоснование режимов эксплуатации газовых скважин большого диаметра в условиях накопления на забое конденсирующейся жидкости;
- разработка технологий, методов и инженерно-технических решений удаления жидкости с забоя скважин;
- разработка методов оперативного диагностирования условий, приводящих к накоплению жидкости на забое скважин.

Выбор технологического режима (ТР) работы газовых скважин относится к числу наиболее важных решений, принимаемых в процессе разработки ГМ. Низкая степень обоснованности ТР в основном связана с тем, что для большинства факторов соответствующие имеющиеся теоретические основы весьма далеки от описания истинных процессов, происходящих в пласте и в стволе скважины. Поэтому в настоящее время в разных проектах разработки ГМ, выполненных различными организациями, выбранные ТР различаются даже при одинаковых геологических условиях.

Рассматриваемая нами концепция расчета ТР работы газовых скважин с однорядной ЛК по критической скорости восходящего потока основана на исследовании условий равновесия двух противоположно направленных сил: силы тяжести капле воды, направленной вниз, и направленной вверх силы подъема,двигающей капли воды потоком газа. При различных скоростях восходящего газового потока жидкость к устью скважины может переноситься в виде отдельных частиц (капель), а с увеличением концентрации капле – в виде плёнки по стенкам ЛК под действием касательного напряжения, появляющегося в результате трения газового потока о жидкость. Расчеты по модели движения пленки по стенкам труб требуют численного интегрирования дифференциальных уравнений и более сложны по сравнению с расчетами по переносу каплевой жидкости. Нами рассмотрена подробнее задача о движении жидких тел каплевой формы в восходящем газовом потоке, где критическая скорость восходящего потока, определена следуя физической модели.

Основной величиной, подлежащей определению, является критическая скорость восходящего потока (КСВП) – вертикальная скорость движения газа в ЛК, при которой жидкость в виде капле остаётся во взвешенном состоянии, т.е. капли не увлекаются вверх и не падают вниз.

Для КСВП, следуя известной физической модели Тернера Р. Дж. [1, 2], находим следующее выражение (с учетом термобарических условий на забое скважины):

$$v_{\min} = C_1 \cdot \left[\frac{g \cdot \sigma \cdot (\rho_L - \rho_G)}{\rho_G^2} \right]^{0.25} \quad (1)$$

где ρ_L – плотность жидкости, кг/м³;

ρ_G – плотность газа, кг/м³;

σ – коэффициент поверхностного натяжения жидкости, Н/м;

C_1 – безразмерный коэффициент [3-5]

$$C_1 = \sqrt[4]{\frac{4 \cdot We}{3 \cdot C_x}} \quad (2)$$

C_x – безразмерный коэффициент лобового сопротивления, который зависит от числа Рейнольдса (чаще всего его определяют опытным путём, для критического значения $C_x = 0.4$);

We – числа Вебера (для критического значения $We = 30$).

В результате сравнения расчетов КСВП по формулам (1) и (2) с промысловыми данными [6, 7] значение коэффициента составило $C_1 = 3.71$.

Для более обоснованного расчёта значения коэффициента C_1 необходимо учитывать, что форма обтекаемых капле жидкости не шаровая, а осесимметричная, вытянутая по потоку газа. Для движения газа в нижнем окончании ЛК характерный диапазон чисел Рейнольдса $750 \leq Re \leq 120000$, при таких числах коэффициент лобового сопротивления для тел каплевидной формы принимает значения $C_x = 0.03 - 0.50$ [8]. Соответственно этому, диапазон возможных значений множителя C_1 , находится в интервале 2.99-6.26, что будет применено в дальнейших расчетах.

Рассчитаем теперь по КСВП v_{\min} газа на забое и внутреннему диаметру НКТ минимальный массовый дебит M_{\min} скважины по формуле:

$$M_{\min} = \frac{\pi \cdot d_{\text{НКТ}}^2 \cdot v_{\min} \cdot \rho_3}{4} \times (24 \cdot 60 \cdot 60) = 21600 \times \pi \cdot d_{\text{НКТ}}^2 \cdot v_{\min} \cdot \rho_3$$

где ρ_3 – плотность природного газа сеноманских залежей Западной Сибири на забое скважины

$$\rho_3 = \rho_0 \cdot \frac{T_0 \cdot z_0}{p_0} \cdot \frac{p_3}{T_3 \cdot z_3}, \text{ кг/м}^3.$$

Где, $d_{\text{НКТ}}$ – внутренний диаметр НКТ, м.

Разделив теперь обе части последней формулы для массового дебита M_{\min} на плотность газа ρ_0 при стандартных условиях, т.е. при давлении $p_0 = 760 \text{ мм.рт.ст.} = 0.101 \text{ МПа}$ и температуре $T_0 = 20 \text{ }^\circ\text{C} = 293.15 \text{ К}$, получим минимальный объемный дебит скважины по газу Q_{\min} , при котором возможен непрерывный вынос жидкости с забоя. Опуская простые, но громоздкие алгебраические преобразования, для минимального объемного дебита скважины Q_{\min} приведем окончательный результат:

$$Q_{\min} = K_3 \cdot d_{\text{НКТ}}^2 \cdot v_{\min} \cdot \left(\frac{p_3}{T_3 \cdot z_3} \right) \quad (3)$$

где ради краткости написания формулы числовой множитель $21.6 \times 2882.39 \times \pi = 195594$ обозначен буквенным символом $K_3 \approx 195594$.

В дальнейших расчетах понадобятся усредненные значения физических параметров пластовых вод и природного газа на забое скважины.

Расчитанные авторами для условий обводняющихся сеноманских газовых скважин месторождений Западной Сибири такие параметры приведены в таблице 1.

Таблица 1 Средние значения параметров жидкости и газа месторождений Западной Сибири	
Параметр	Расчитанные значения
Коэффициент поверхностного натяжения	$\sigma \approx 0.07172$ Н/м
Плотность пластовой воды	$\rho_{вод} \approx 0.68$ кг/м ³
Плотность газа при стандартных условиях	$\rho_0 = 1009.8$ кг/м ³
Относительная (по воздуху) плотность пластового газа	$p = 0.56$
Коэффициент сверхсжимаемости при стандартных условиях	$z_0 = 0.996$
Температура газа на забое	30 ÷ 31 °С
Пластовое давление	3 МПа ≤ $p_{пл}$ ≤ 6 МПа

Поскольку усредненная по месторождениям Западной Сибири плотность газа на забое равна $\rho_3 = 27.69$ кг/м³, а плотность жидкости $\rho_L = 27.69$ кг/м³, то можно принять, что $\rho_L - \rho_3 \approx \rho_L$. Применение равенства $\rho_L - \rho_3 \approx \rho_L$ в расчете критической скорости по формуле Тернера приведет к абсолютной ошибке КСВП v_{min} газа на забое, равной [9]

$$\delta v_{min} = \frac{\Delta v_{min}}{v_{min}} \cdot 100\% = 25 \cdot \frac{\rho_L}{\rho_L} (\%) \quad (4)$$

Отсюда находим, что относительная погрешность в расчете КСВП составит 0.69%. Последнее доказывает правомочность применения в расчетах критической скорости газа и критического дебита скважины приближенного равенства $\rho_L - \rho_3 \approx \rho_L$. С учетом сказанного формулу (3) для расчета критического дебита обводняющихся сеноманских газовых скважин после тождественных алгебраических преобразований можно представить в виде:

$$Q_{min} = C_1 \cdot K_5 \cdot d_{HKT}^2 \times \sqrt{\frac{p_3}{T_3 \cdot z_3}}, \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$$

Ради краткости записи формулы для расчета Q_{min} появляющийся числовой множитель, равный произведению $K_3 \cdot K_4$, в котором:

$$K_4 = \frac{\sqrt[4]{g \cdot \sigma \cdot \rho_L}}{\sqrt{\frac{T_0 \cdot z_0 \cdot \rho_0}{p_0}}} = \frac{5.162369434}{44.290303679} \approx 0.116$$

обозначен буквенным, как $K_5 = K_3 \cdot K_4 \approx 195594 \times 0.116 \approx 22798$. Множитель C_1 принимает значения от $C_1 \approx 2.99$ до $C_1 \approx 6.26$. В частности, если для коэффициента C_1 взять значение по Тернеру $C_1 \approx 3.71$, то последняя формула примет вид:

$$Q_{min} = 84475 \cdot d_{HKT}^2 \cdot \sqrt{\frac{p_3}{T_3 \cdot z_3}} \quad (5)$$

Максимальный диаметр ЛК, при котором скважина с заданным дебитом Q газа работает без скопления жидкости, называется критическим диаметром, что соответствует минимальной критической скорости движения газа.

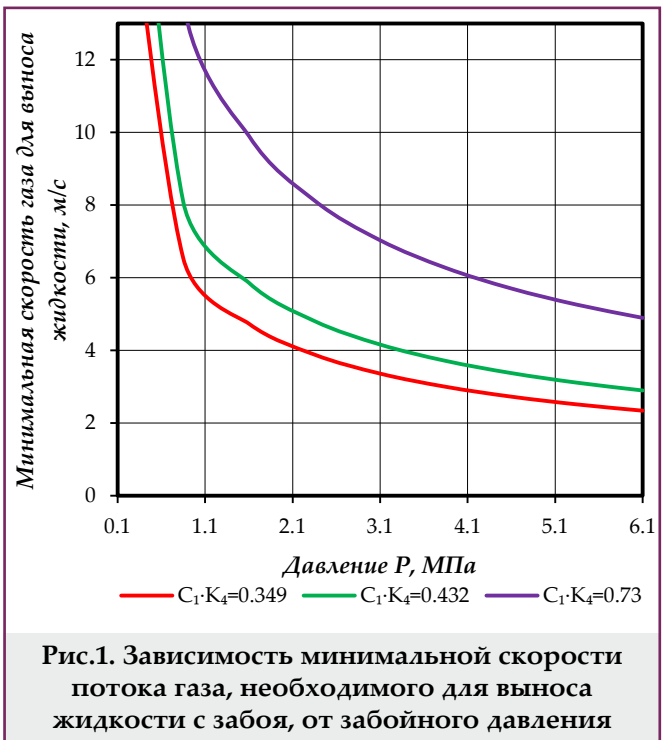
Для расчёта максимального внутреннего диаметра труб ЛК газовых сеноманских залежей на основании формулы (5) получим выражение

$$d_{max} = \sqrt{\frac{Q_{min}}{84475}} \cdot \sqrt{\frac{T_3 \cdot z_3}{p_3}} \quad (6)$$

Выведенные формулы применим к исследованиям зависимости минимальной скорости потока газа, необходимой для выноса жидкости с забоя скважины, от забойного давления и диаметра ЛК. Если в формуле (1) применить приближенное равенство $\rho_L - \rho_3 \approx \rho_L$ и плотность газа выразить через забойное давление, то формула (1) примет вид:

$$v_{min} = C_1 \cdot K_4 \times \sqrt{\frac{T_3 \cdot z_3}{p_3}} \quad (7)$$

Зависимость минимальной скорости v_{min} потока газа от забойного давления, подсчитанная по формуле (7), в графическом виде представлена на рисунке 1. Температура пластового газа на забое принималась $T_0 \approx 303$ К (30 °С).



Числовые значения минимальной скорости v_{min} потока газа в зависимости от забойного давления представлены в таблице 2.

Минимальный дебит скважины Q_{min} при котором происходит непрерывный вынос жидкости с её забоя, вычислялся по формуле (5). Результаты расчетов для ЛК с внешним и внутренним диаметрами (D_{LK} и d_{LK} соответственно) для сеноманских скважин представлены в таблицах 3 и 4.

Результаты расчетов показали, что минимальный дебит, обеспечивающий вынос жидкости

Таблица 2

Числовые значения минимальной скорости v_{\min} потока газа, обеспечивающей вынос жидкости с забоя (для сеноманских скважин)

p^3 , МПа	$z(P_3, T_3)$	Скорость v_{\min} , м/с		
		$C_1 \cdot K_4 = 0.349$	$C_1 \cdot K_4 = 0.432$	$C_1 \cdot K_4 = 0.73$
0.10	1.00	19.18	23.74	40.12
0.85	0.98	6.54	8.09	13.68
1.60	0.97	4.74	5.86	9.91
2.35	0.96	3.88	4.81	8.12
3.10	0.95	3.36	4.16	7.03
3.85	0.94	3.00	3.71	6.27
4.60	0.93	2.73	3.38	5.70
5.35	0.92	2.51	3.11	5.26
6.10	0.91	2.34	2.90	4.90

Таблица 3

Зависимость минимального дебита от давления для труб малого диаметра

p^3 , МПа	$z(P_3, T_3)$	Q_{\min} , тыс. м ³ /сут			
		$D_{\text{ЛК}} = 0.048$ м $d_{\text{ЛК}} = 0.0403$ м	$D_{\text{ЛК}} = 0.0603$ м $d_{\text{ЛК}} = 0.0503$ м	$D_{\text{ЛК}} = 0.073$ м $d_{\text{ЛК}} = 0.062$ м	$D_{\text{ЛК}} = 0.0889$ м $d_{\text{ЛК}} = 0.0759$ м
0.10	1.00	2.50	3.89	5.91	8.85
0.85	0.98	7.32	11.41	17.33	25.98
1.60	0.97	10.11	15.75	23.93	35.86
2.35	0.96	12.33	19.20	29.18	43.73
3.10	0.95	14.24	22.19	33.71	50.53
3.85	0.94	15.97	24.88	37.80	56.65
4.60	0.93	17.56	27.36	41.56	62.29
5.35	0.92	19.05	29.67	45.08	67.57
6.10	0.91	20.46	31.87	48.42	72.57

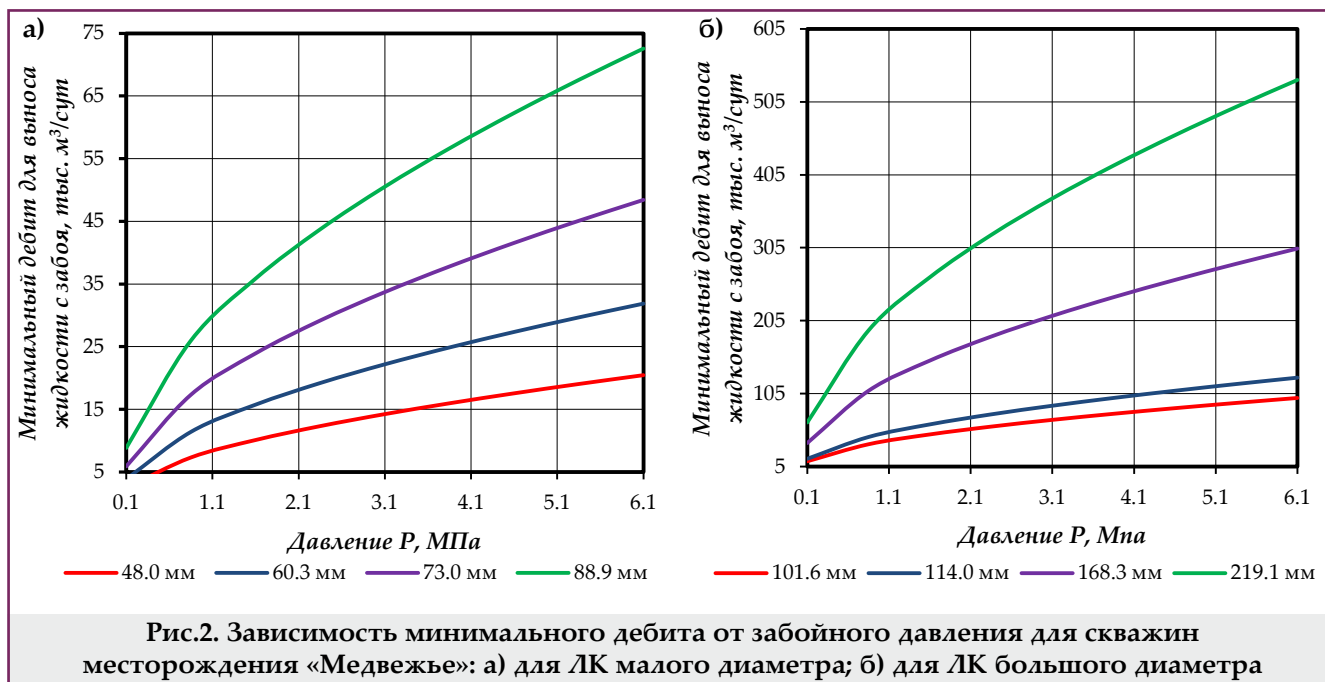
Таблица 4

Зависимость минимального дебита от давления для труб большого диаметра

p^3 , МПа	$z(P_3, T_3)$	Q_{\min} , тыс. м ³ /сут			
		$D_{\text{ЛК}} = 0.1016$ м $d_{\text{ЛК}} = 0.0886$ м	$D_{\text{ЛК}} = 0.114$ м $d_{\text{ЛК}} = 0.1003$ м	$D_{\text{ЛК}} = 0.1683$ м $d_{\text{ЛК}} = 0.1553$ м	$D_{\text{ЛК}} = 0.2191$ м $d_{\text{ЛК}} = 0.2061$ м
0.10	1.00	12.07	15.46	37.07	65.29
0.85	0.98	35.40	45.37	108.76	191.55
1.60	0.97	48.87	62.62	150.14	264.42
2.35	0.96	59.58	76.36	183.07	322.42
3.10	0.95	68.85	88.23	211.53	372.56
3.85	0.94	77.19	98.92	237.15	417.68
4.60	0.93	84.87	108.77	260.76	459.26
5.35	0.92	92.07	117.99	282.87	498.20
6.10	0.91	98.88	126.72	303.80	535.07

с забоя скважины, тем меньше, чем меньше внутренний диаметр ЛК [6, 7, 10]. В начальный период разработки сеноманских залежей скважины работали с большими дебитами порядка 1000 тыс.м³/сут, требующими применение ЛК большого диаметра, что обеспечивало непрерывно вынос жидкости с забоя. После того, как пластовое давление упало, дебиты скважин сни-

зились до значений, которые не могли обеспечить вынос жидкости с забоя при больших диаметрах ЛК. Как показывают проведенные нами расчеты ЛК с малым диаметром, обеспечивают работу скважин с небольшим дебитом и одновременно обеспечением выноса жидкости с забоев. Поэтому основные работы по поддержанию производительности скважин эксплуатаци-



онного фонда работающих скважин сеноманских залежей, направленные на обеспечение выноса жидкости с забоев, будут связаны с заменой ЛК на трубы малого диаметра.

Условия устойчивой работы газовой скважины с водопроявлениями, как известно, определяются на основе совместного анализа решений по методу минимальной (критической) скорости, непосредственно связанной с критическим дебитом скважины, и по методу узлового анализа [1, 9]. Критическую скорость, а значит и критический дебит, как правило, вычисляют по вышеприведенным формулам (5), (7). Учитывая реальную картину течения газожидкосных смесей в ЛК, которые не поддаются аналитическому описанию, можно лишь строить численные модели с сопутствующими формулами аппроксимации результатов численного расчета. Поэтому предлагается при проведении плановых гидрогазодинамических исследований (ГДИ) скважин с водопроявлениями обязательно отметить минимальный дебит, при котором замечается вынос жидкости из скважины. Накопленная информация по скважинному фонду скважин с водопроявлениями позволит точнее прогнозировать минимальные дебиты не только исследованных скважин, но и других скважин, находящихся в сходных условиях.

Были проанализированы результаты исследований более семидесяти сеноманских скважин месторождения «Медвежье». Расчеты показали, что для пластовых условий месторождения «Медвежье» минимальная скорость газа у башмака ЛК с внешним и внутренним диаметрами

$$\frac{D_{\text{НКТ}}}{d_{\text{НКТ}}} = \frac{48.0}{40.3'} \quad \frac{60.3}{50.3'} \quad \frac{73.0}{62.0} \quad \text{и} \quad \frac{88.9}{75.9} \text{ мм/мм составляет}$$

значение $v_{\text{min}}=3.3$ м/сек. Расчет минимального дебита скважин Q_{min} месторождения «Медвежье» по формуле (3) для минимальной скорости $v_{\text{min}}=3.3$ м/сек для перечисленных ЛК

представлены в виде графиков на рисунке 2.

Результаты проведенных расчетов для месторождений Западной Сибири подтвердили достоверность полученных математических формул и методики расчета технологического режима работы газовых скважин с однорядными ЛК по критической скорости восходящего потока для сеноманских залежей ГМ находящихся на завещающей стадии разработки [6, 7, 10-13].

Проведенными расчетами установлено, что ЛК с малыми диаметрами, обеспечивают работу скважин небольшим дебитом, но с обеспечением выноса жидкости с забоев. Таким образом, для поддержания производительности скважин эксплуатационного фонда работающих скважин сеноманских залежей, требуется замена ЛК на трубы малого диаметра, обеспечивающие вынос жидкости с забоев.

Исходя из экономической целесообразности, расчет параметров режима эксплуатации сеноманских газовых скважин, с учетом оптимизирующих факторов должен выполняться в следующей последовательности. Добавление ПАВ, для удаления жидкости из забоя скважины; использование газлифта; использование газлифта и добавление ПАВ; замена ЛК на трубы меньшего диаметра; замена ЛК и добавление ПАВ; замена ЛК и использование газлифта; замена ЛК, использование газлифта, добавление ПАВ.

Если на каком-то этапе проводимого анализа значение дебита скважины в рабочей точке станет больше минимального дебита, расчет прекращается, а исходные значения коэффициента поверхностного натяжения, дебита закачки и диаметра НКТ считаются оптимальными.

Если в результате анализа значение дебита скважины в рабочей точке никогда не достигает минимального дебита, анализируется экономическая целесообразность капитального ремонта скважины.

Литература

1. Ли, Д., Никенс, Г., Уэллс, М. (2008). Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин. *Москва: Премиум Инжиниринг.*
2. Gray, H. E. (1955). Flowing pressure calculations for gas/condensate wells. *EPR Report 855, Shell Oil Corporation.*
3. Брилл, Дж. П., Мукерджи, Х. (2006). Многофазный поток в скважинах. *Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований.*
4. Сахаров, В. А., Мохов, М. А. (2004). Гидродинамика газожидкостных смесей в вертикальных трубах и промышленных подъемниках. *Москва: РГУ им Губкина, Нефть и газ.*
5. Amusa, S. (2009). Optimal position of the extended tail pipes for liquid removal from gas wells. Thesis of the degree of Master of Science. *Royal Dutch Shell, Rijswijk, Netherlands: Faculty of Aerospace Engineering TU Delft.*
6. Гасумов, Р. А., Шихалиева, И. С., Искандерова, И. И. (2017). Математическая модель для расчета потерь давления при движении сухого газа в вертикальных трубах. *Сборник научных трудов «ТюменьНИИГазпрогаз».*
7. Гасумов, Р. А., Шихалиева, И. С., Искандерова, И. И. (2016). Исследование потери давления при движении газожидкостных потоков в вертикальных трубах. *Наука. Инновации. Технологии, 4, 139-152.*
8. Мамаев, В. А., Одишария, Г. Э., Клапчук, О. В. и др. (1978). Движение газожидкостных смесей в трубах. *Москва: Недра.*
9. Николаев, О. В. (2012). Регулирование работы газовых скважин на завершающей стадии разработки залежей по результатам экспериментальных исследований газожидкостных потоков в вертикальных трубах. *Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Москва.*
10. Толпаев, В. А., Корчагин, П. В., Гоголева, С. А. (2013). Аппроксимационная зависимость коэффициента сверхсжимаемости газа от давления и температуры. *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности, 12, 35-38.*
11. Гасумов, Р. А., Толпаев, В. А., Ахмедов, К. С. и др. (2019). Аппроксимационные математические модели эксплуатационных свойств газовых скважин и их применение к расчетам прогнозных дебитов. *Нефтепромысловое дело, 5, 53-59.*
12. Гасумов, Р. А., Толпаев, В. А., Ахмедов, К. С., Кравцов, А. М. (2018). Нелинейные динамические волновые модели газожидкостных потоков в технических системах. *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности, 8, 42-47.*
13. Толпаев, В. А., Гасумов, Р. А., Ахмедов, К. С., Гоголева, С. А. (2016). Аппроксимационные модели притоков газа к скважинам и расчеты прогнозных дебитов. *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности, 9, 25-37.*

References

1. Lea, J., Nickens, H., Wells, M. (2003). Gas well deliquification. Solution to gas well liquid loading problems. *Elsevier, Gulf Professional Publishing.*
2. Gray, H. E. (1955). Flowing pressure calculations for gas/condensate wells. *EPR Report 855, Shell Oil Corporation.*
3. Brill, J. P., Mukherjee, H. (1999). Multiphase flow in wells. *Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers Inc.*
4. Sakharov, V. A., Mokhov, M. A. (2004). Hydrodynamics of gas-liquid mixtures in vertical pipes and field hoists. *Moscow: Publ. of Gubkin University*
5. Amusa, S. (2009). Optimal position of the extended tail pipes for liquid removal from gas wells. Thesis of the degree of Master of Science. *Royal Dutch Shell, Rijswijk, Netherlands: Faculty of Aerospace Engineering TU Delft.*
6. Gasumov, R. A., Shihaliyeva, I. S., Iskanderova, I. I. (2017). Matematicheskaya model' dlya rascheta poter' davleniya pri dvizhenii suhogo gaza v vertikal'nyh trubah. *Sbornik nauchnykh trudov «Tyumen'NIIGiprogaz».*
7. Gasumov, R. A., Shikhaliyeva, I. S., Iskanderova, I. I. (2016) Investigation of pressure loss during the of gas-liquid flow in vertical pipes. *Science. Innovations. Technologies, 4, 139-152.*
8. Mamaev, V. A., Odishariya, G. E., Klapchuk, O. V., et al. (1978). Motion of gas-liquid mixtures in tubes. *Moscow: Nedra.*
9. Nikolaev, O. V. (2012). Regulirovanie raboty gazovykh skvazhin na zavershayushchej stadii razrabotki zalezhej po rezul'tatam eksperimental'nykh issledovaniy gazozhidkostnykh potokov v vertikal'nyh trubah. *Dissertaciya na soiskanie uchenoj stepeni kandidata tekhnicheskikh nauk. Moskva.*
10. Tolpaev, V. A., Korchagin, P. V., Gogoleva, S. A. (2013). Approximation dependence of gas supercompressibility factor on pressure and temperature. *Automation, Telemechanization and Communication in Oil Industry, 12, 35-38.*
11. Gasumov, R. A., Tolpaev, V. A., Ahmedov, K. S., et al. (2019). Approximation mathematical models of gas well operational properties and their application to flow rate forecasting. *Oilfield Engineering, 5, 53-59.*
12. Gasumov, R. A., Tolpaev, V. A., Akhmedov, K. S., Kravtsov, A. M. (2018). Nonlinear dynamic wave models of gas-liquid flows in technical systems. *Automation, Telemechanization and Communication in Oil Industry, 8, 42-47.*
13. Tolpaev, V. A., Gasumov, R. A., Akhmedov, K. S., Gogoleva, S. A. (2016). Approximation models of gas inflow to wells and calculation of predictive flow rates. *Automation, Telemechanization and Communication in Oil Industry, 9, 25-37.*

Исследования технологического режима работы газовых скважин с однорядным лифтом по критической скорости восходящего потока

Р.А.Гасумов¹, Э.Р.Гасумов²

¹Северо-Кавказский федеральный университет, Ставрополь, Россия;

²Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан

Реферат

В статье рассмотрены режимы движения газожидкостных потоков применительно к условиям эксплуатации обводняющихся газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений. Разработаны алгоритмы расчета режимов работы газовых скважин на основе экспериментальных работ в условиях, воспроизводящих реальные условия эксплуатации обводняющихся скважин сеноманских газовых залежей. Рассмотрена концепция расчета технологического режима работы газовых скважин с однорядным лифтом по критической скорости восходящего потока, основанная на исследовании условий равновесия двух противоположно направленных сил: силы тяжести капель воды, направленной вниз, и силы подъема,двигающей капли воды потоком газа, направленной вверх. Проведены расчеты по методике усредненных значений физических параметров пластовых вод и природного газа в условиях обводняющихся сеноманских газовых скважин месторождений Западной Сибири. Изложены результаты исследования зависимости критического дебита сеноманских скважин от забойного давления и диаметра лифтовых труб

Ключевые слова: разработка месторождений; скважина; эксплуатация; сеноманские залежи; обводняющийся газ; технологический режим; критическая скорость; восходящий поток; лифтовые трубы; природный газ; дебит; пластовая вода; забойное давление.

Kritik sürətlə artan axını olan tək qat liftli qaz quyularının texnoloji iş rejiminin tədqiqatı

R.A.Qasımov¹, E.R.Qasımov²

¹Şimali Qafqaz Federal Universiteti, Stavropol, Rusiya;

²Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Məqalədə yataqların işlənməsinin son mərhələsində çökmüş qaz quyularının istismar şərtlərinə uyğun olaraq qazötürücü axınların hərəkət rejimləri nəzərdən keçirilir. Senoman qaz yataqlarının işlənməsinin real şərtlərini əks etdirən şəraitdə aparılan eksperimental işlər əsasında qaz quyularının iş rejimlərinin hesablanması alqoritmləri işlənmişdir. Məqalədə birrəqəmli liftli qaz quyularının yuxarı axın su damcısının aşağı istiqamətli su damcılarının ağırlıq qüvvəsi və yuxarı istiqamətlənmiş qaz axını ilə su damcısını hərəkətə gətirən yüksəliş gücünün iki əks istiqamətli gücün tarazlıq şəraitinin tədqiqinə əsaslanan yüksələn axının kritik sürəti üzrə texnoloji iş rejiminin hesablanması konsepsiyasına baxılmışdır. Qərb Sibirinin yataqlarında senoman qaz quyularının sulandırılması şəraitində lay sularının və təbii qazın fiziki parametrlərinin orta ölçülmüş dəyərinin metodikası üzrə hesablama aparılmışdır. Senoman quyularının kritik debitinin lift borularının kəsilmə təzyiqindən və diametrindən asılılığının tədqiqatının nəticələri verilmişdir

Açar sözlər: yataqların işlənməsi; quyular; istismar; senoman yataqları; sallanan qaz quyuları; texnoloji rejim; kritik sürət; yuxarı axın; lift boruları; təbii qaz; debit; lay suyu; basma təzyiqi.