

УДК 622.279.23

О.В. Николаев, С.А. Шулепин

Влияние глубины спуска лифтовых труб на работу обводненной газовой скважины

Ключевые слова:

эксплуатация скважин, поздняя стадия разработки, обводнение скважин, минимальный дебит, газожидкостные потоки, забой, глубина спуска лифтовых труб.

Keywords:

well operation, later stage of development, drowning gas wells, the minimum gas flow rate, gas-liquid flows, borehole bottom, setting depth of tubing.

На поздней стадии разработки газовых месторождений имеет место обводнение скважин, что приводит к необходимости создания и применения расчетных моделей, учитывающих влияние жидкости в продукции на технологические показатели работы скважин, кустов, сборных пунктов (УКПП) и промысла в целом. В работах [1, 2] рассмотрены две основные группы методик расчетов техрежимов скважин, содержащих в продукции жидкость. Первая группа основана на использовании математических выражений для минимальной скорости газа, необходимой для выноса жидкости в вертикальном потоке. Существует ряд таких соотношений, теоретически выведенных разными авторами исходя из рассмотрения различных физических условий, имеющих место в газожидкостных потоках и отражающих определенные аспекты взаимодействия газовой и жидкой фаз между собой и твердой поверхностью стенки трубы. Основой второй группы является метод сопряженных элементов, рассматривающий совместную работу двух соседствующих звеньев цепи – пласта и лифтовой трубы, соединенных забоем в качестве общей точки, в которой определенные физические параметры газожидкостного потока принимаются одинаковыми для обоих элементов. Методики второй группы требуют знания характеристики лифтовой трубы для газожидкостных потоков и отличаются между собой в основном выбором способа задания в ней потерь давления.

Оба подхода имеют общий недостаток – они игнорируют физические явления на забое. Однако при определенных условиях технологический режим газовой скважины может в значительной степени определяться процессами, происходящими на забое скважины. Дело в том, что даже в устойчивом режиме работы скважины, т.е. при полном выносе жидкости потоком газа по лифтовой трубе на поверхность, пространство забоя заполнено газожидкостной смесью с изменяющимся по высоте соотношением фаз, что приводит к наличию на участке скважины значительного вертикального градиента давления. В связи с этим при больших расстояниях между башмаком лифтовой трубы и нижней границей интервала перфорации локальная депрессия с глубиной может заметно уменьшаться, что в условиях поздней стадии разработки, характеризуемой пониженным пластовым давлением, может приводить к существенному снижению рабочего дебита. Отметим, что газожидкостная смесь на забое может формироваться как пластовой, так и конденсационной жидкостью по мере ее выпадения в стволе в связи с изменением термобарических условий вдоль направления движения извлекаемого газа.

Рассмотрим газожидкостные процессы, которые имеют место на забое обводненной скважины, и их влияние на технологический режим. В расчетах используем корреляции для потерь давления в вертикальных газожидкостных потоках, полученные на специализированном стенде при давлениях от 0,2 до 3,0 МПа для труб диаметром от 0,62 до 0,15 м [3–5]. Результаты экспериментов позволили получить зависимости потерь давления от диаметра лифтовой трубы, что дало возможность путем экстраполяции рассчитывать процессы в трубах диаметром 21 см (типичный внутренний размер эксплуатационной колонны на западно-сибирских месторождениях).

Вначале рассмотрим вариант, когда башмак лифтовой трубы располагается на уровне кровли пласта, затем перейдем к изучению вопроса о том, как глубина спуска насосно-компрессорной трубы (НКТ) влияет на технологический режим работы скважины. Будем рассматривать совершенную по характеру и степени вскрытия скважину.

Вариант 1

Башмак лифтовой трубы расположен на уровне кровли продуктивного пласта (рис. 1а).

Для расчетов технологического режима работы скважины выделим на забое два возможных характерных интервала. В интервале h_{12} находится однофазная жидкость, газ в этом интервале из пласта в скважину не поступает. В данной работе будем считать, что обратной фильтрации жидкости в пласт не происходит. В интервале h_{11} находится жидкость, барботируемая газом, поступающим из пласта. Эта двухфазная смесь поднимается вверх до баш-

мака лифтовой трубы, поступает в лифтовую трубу и течет к устью скважины.

Разобьем перфорированный интервал высоты H на N одинаковых ячеек достаточно малого по высоте размера $\Delta H = H/N$. Занумеруем ячейки (начиная снизу) и рассмотрим j -ю ячейку (рис. 2). Газ в нее поступает из двух источников: из нижней ячейки в количестве $Q_{(j-1)}$ и из пласта в количестве $Q_{пл(j)}$, а утекает в верхнюю ячейку в количестве $Q_{(j)}$. Примем, что расходное количество жидкости определяется водогазовым фактором $W = q_{ж24}/Q$.

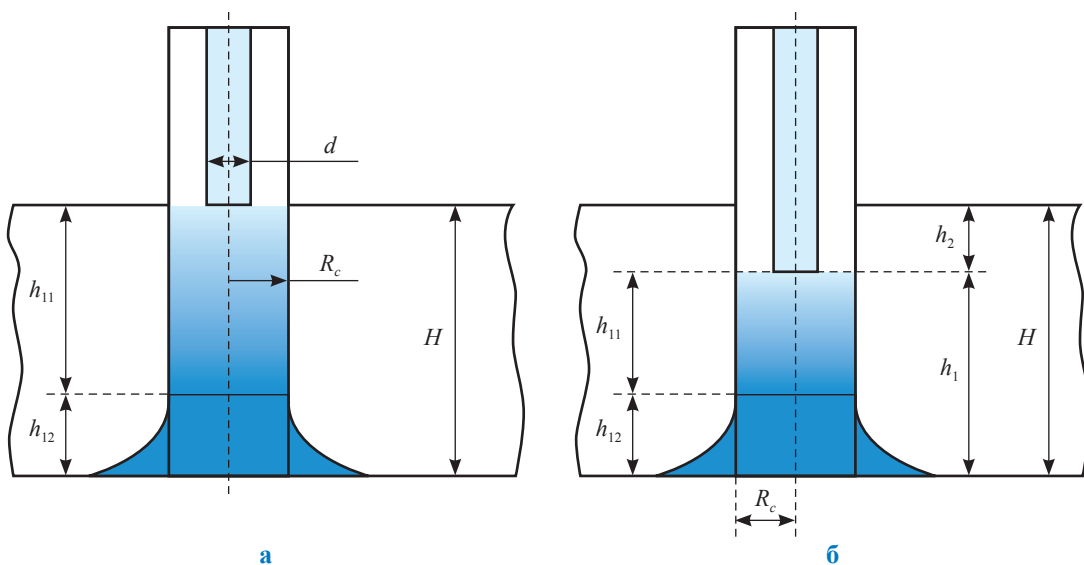


Рис. 1. Схематичное изображение забоя скважины:

- а – вариант 1 – башмак лифтовой трубы расположен на уровне кровли;
- б – вариант 2 – башмак лифтовой трубы спущен ниже кровли. R_c – радиус скважины на забое; d – диаметр лифтовой трубы; H – интервал вскрытия пласта; h_{11} – интервал, заполненный газожидкостной смесью; h_{12} – интервал, заполненный жидкостью; h_1 – интервал от башмака до нижней точки забоя; h_2 – расстояние от кровли до башмака

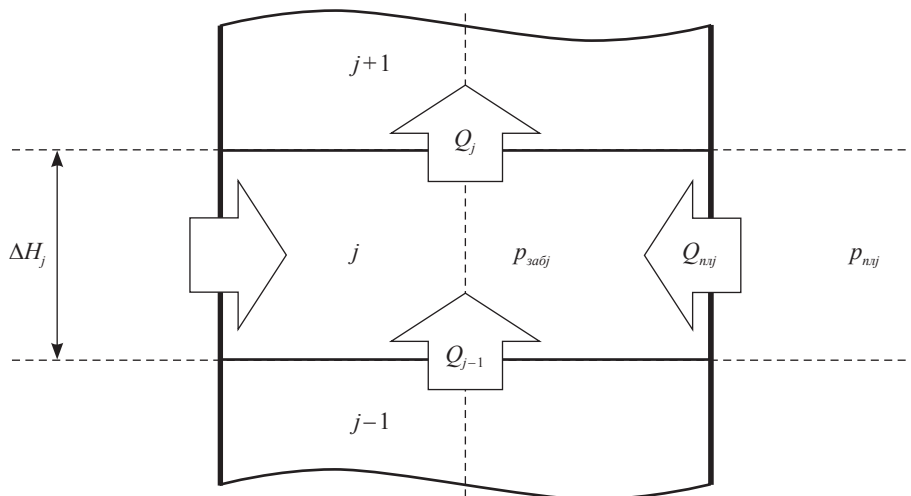


Рис. 2. Схема расчета восходящего газожидкостного потока на забое скважины

Определим следующие соотношения для каждой ячейки. Для притока газа в ячейку j из пласта:

$$p_{nl(j)}^2 - p_{заб(j)}^2 = a_{(j)} Q_{nl(j)} + b_{(j)} Q_{nl(j)}^2, \quad (1)$$

где $a_{(j)} = aN$, $b_{(j)} = bN^2$; a , b – коэффициенты фильтрационного сопротивления пласта; $p_{nl(j)}$ – пластовое давление напротив j -й ячейки; $p_{заб(j)}$ – давление в j -й ячейке.

Для притока газа в ячейку j из нижележащей ячейки ($j-1$) воспользуемся формулами, полученными для вертикальных газожидкостных потоков [4, 5]:

$$p_{заб(j)}^2 - p_{заб(j-1)}^2 = \rho_{(j-1)} g \Delta H_{(j-1)} + i_{(j-1)} \rho_{ж} \Delta H_{(j-1)}, \quad (2)$$

где $\rho_{(j-1)}$ – плотность газа в ($j-1$)-й ячейке; g – ускорение свободного падения.

Безразмерные потери давления $i = i(Fr^*, Bu)$ определяются по эмпирическим корреляциям, в которых в качестве аргументов выступают модифицированный параметр Фруда и параметр Бузинова [5]:

$$Fr^* = \frac{\rho_g \cdot u^2}{\rho_{ж} g D_c}; \quad (3)$$

$$Bu = \left(\frac{\sigma}{\rho_{ж} g D_c^2} \right)^{1/2} \cdot \left(\frac{w^2}{g D_c} \right)^{1/3}, \quad (4)$$

где D_c – диаметр забоя; ρ_g , $\rho_{ж}$ – плотности газа и жидкости; u , w – средние по сечению потока скорости газа и жидкости; σ – величина поверхностного натяжения на границе «газ – жидкость».

Для перетока газа в верхнюю ячейку справедливо соотношение

$$p_{заб(j+1)}^2 - p_{заб(j)}^2 = \rho_{(j)} g \Delta H_{(j)} + i_{(j)} \rho_{ж} \Delta H_{(j)}. \quad (5)$$

Соотношение материального баланса для газа в каждой ячейке выражается как

$$Q_{(j)} = Q_{(j-1)} + Q_{nl(j)}. \quad (6)$$

Материальный баланс жидкости в ячейке определяется аналогичным образом:

$$q_{ж(j)} = q_{ж(j-1)} + q_{жnl(j)}. \quad (7)$$

В каждой ячейке устанавливается динамическое равновесие с присутствующими ему параметрами:

давлением, плотностью газа, расходом жидкости, расходом газа, модифицированным параметром Фруда, параметром Бузинова, потерями на трение, объемным водосодержанием и т.д. Задавая величину давления в нижней точке забоя, по соотношениям (1)–(7) можно рассчитать давление на башмаке лифтовой трубы и дебит скважины. Расчет потерь давления в лифтовой трубе осуществляется по методике, изложенной в работе [4].

Поскольку в скважине между башмаком лифтовых труб и нижней точкой забоя находится не газ, а барботируемая жидкость, градиент давления по вертикальной координате больше по величине, чем в случае для однофазного газа. Это приводит к тому, что «локальная» депрессия

$$\Delta p_{(j)} = p_{nl(j)} - p_{заб(j)} \quad (8)$$

в каждом из интервалов ΔH_j уменьшается с глубиной, и в нижнем интервале ΔH_1 она минимальна. Возможны режимы, когда в нижней части забоя находится однофазная жидкость (интервал h_{12} на рис. 2). Такие режимы могут реализовываться при достаточно большом промежутке между башмаком лифта и нижней точкой забоя (более 50 м). В этом случае работающий интервал h_{11} меньше перфорированного, что позволяет рассматривать скважину как несовершенную по степени вскрытия.

Воспользуемся известными соотношениями для расчета коэффициентов фильтрационного сопротивления a^* и b^* в несовершенных по степени вскрытия скважинах [6]:

$$a^* = a \left(1 + \frac{C_1}{\ln(R_k / R_c)} \right); \quad (9)$$

$$b^* = b(1 + C_2), \quad (10)$$

где C_1 и C_2 – коэффициенты, учитывающие степень вскрытия пласта.

Обозначим $y = h_{11}/H$. Поскольку y – аналог относительного вскрытия пласта, коэффициенты C_1 и C_2 можно определить из соотношений

$$C_1 = \frac{1}{y} \ln y + \frac{1-y}{y} \ln \left(\frac{R_k}{R_c} \right); \quad (11)$$

$$C_2 = \frac{1}{y}, \quad (12)$$

где R_k – радиус контура питания; R_c – радиус скважины в интервале перфорации.

Расчетные коэффициенты $a_{(j)}$ и $b_{(j)}$ в (1) определим по a^* и b^* . Будем считать, что давление на контуре питания распределяется по толщине пласта в соответствии с барометрической формулой, и средневзвешенная ее величина определяет значение пластового давления.

Проведенные расчеты показывают, что, как и следовало ожидать, при одинаковых характеристиках пласта скважина с большим интервалом перфорации на большом расстоянии от башмака лифтовой трубы до нижней точки забоя работает в менее благоприятных условиях; предельное значение устьевого давления у такой скважины выше, а минимальный дебит больше.

Параметры, принятые при расчете, отражены в табл. 1.

На рис. 3 изображены кривые продуктивности скважины для разных величин интервала перфорации. На рис. 4 и 5 приведены результаты расчетов параметров предельного режима от протяженности интервала перфорации. Из анализа графиков следует, что высокий подъем башмака относительно забоя в обводненной скважине может привести к существенному ухудшению условий эксплуатации скважины. Особенно значительно это отрицательное влияние сказывается на поздней стадии разработки, когда необходимое для устойчивой эксплуатации скважины снижение устьевого давления требует дополнительных затрат, связанных, например, с вводом следующей очереди дожимной компрессорной станции (ДКС).

Таблица 1

Пластовое давление, $p_{пл}$, МПа	Размеры лифтовой трубы, м		Радиус забоя, м	Радиус зоны дренирования, м	Коэффициенты фильтрационного сопротивления пласта	
	L	D			a , 10^{-2} (МПа $^2 \cdot$ сут)/тыс. м 3	b , 10^{-2} ((МПа $ \cdot$ сут)/тыс. м 3) 2
2,0	1000	0,15	0,21	500	0,1	0,001

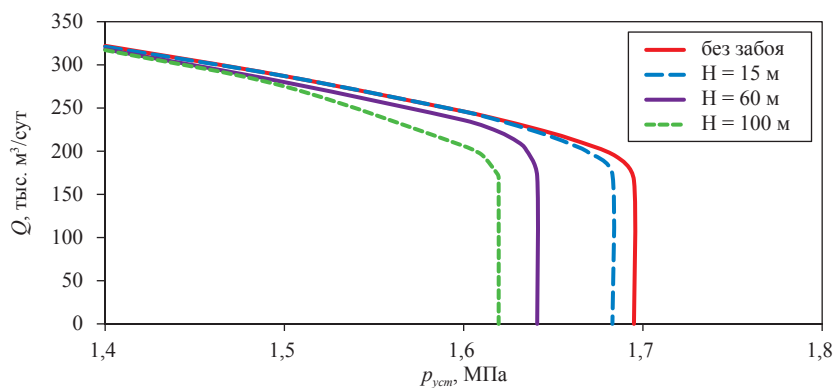


Рис. 3. Влияние высоты башмака лифтовой трубы относительно забоя H на продуктивность скважины

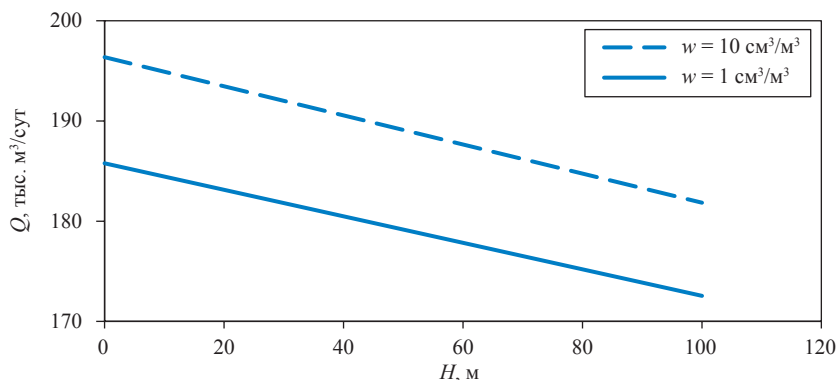


Рис. 4. Зависимость минимального дебита от высоты башмака лифтовой трубы над нижней границей интервала перфорации

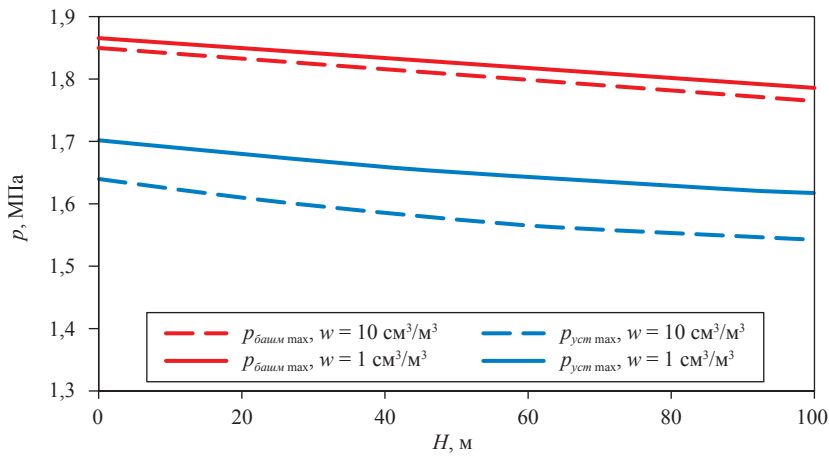


Рис. 5. Зависимость максимальных устьевого давления и давления на башмаке от протяженности интервала перфорации

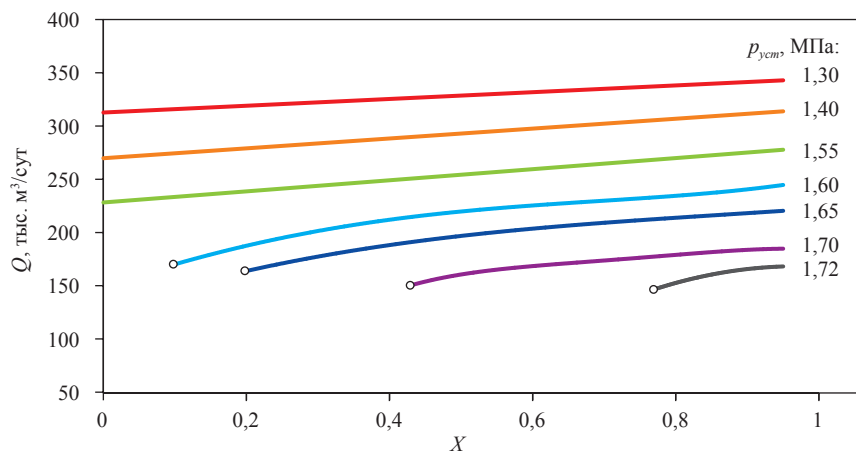


Рис. 6. Зависимость дебита скважины от глубины спуска лифтовой трубы при разных значениях устьевого давления

Вариант 2

Башмак лифтовой трубы расположен ниже уровня кровли продуктивного пласта (рис. 1б).

Введем обозначения:

$x = h_2/H$ – степень спуска башмака лифтовой трубы ниже кровли пласта (или безразмерный интервал перекрытия лифтовой трубой интервала перфорации);

$y = (h_{11} + h_2)/H$ – безразмерный работающий интервал (аналог относительного вскрытия пласта в теории несовершенных скважин);

$z = h_{11}/h_1$ – безразмерный работающий интервал в пространстве ниже башмака лифтовой трубы;

$ug = h_2/(h_2 + h_{11})$ – безразмерный интервал с нисходящим потоком.

Для исследования влияния глубины спуска лифтовой трубы на технологический режим работы скважины рассмотрим три характерных интервала на забое. Как и в предыдущем варианте, имеются два интервала h_{12} и h_{11} , располо-

женные ниже башмака лифтовой трубы. Эти интервалы описаны выше. Дополнительно к ним появляется третий промежуток h_2 от башмака лифтовой трубы до верхних дыр перфорированного интервала, в котором газ (возможно с жидкостью) поступает из пласта в кольцевое пространство и течет вниз до башмака, где смешивается с восходящим из нижнего участка забоя газожидкостным потоком, заходит в лифтовую трубу и направляется к устью скважины. Расчеты потерь давления в нисходящем потоке кольцевого пространства интервала h_2 проводятся по известным гидродинамическим соотношениям для однофазного потока. Расчеты потерь давления в восходящем газожидкостном потоке интервала h_{11} проводятся аналогично варианту 1.

Исходные данные для расчетов представлены в табл. 1. Интервал перфорации был принят равным 100 м. На рис. 6 представлены значе-

ния дебитов скважины при различных значениях устьевого давления в зависимости от глубины спуска лифтовой трубы. Согласно рисунку, при устьевых давлениях выше 1,55 МПа и башмаке лифтовой трубы, установленной на высоте верхних дыр перфорации, скважина устойчиво работать не будет. Для работы скважины башмак лифтовой трубы должен быть спущен ниже; например, при устьевом давлении 1,72 МПа скважина будет работать только в случае, если башмак располагается от забоя не выше, чем на 20 м.

На рис. 7 отражены зависимости значений предельного устьевого давления от глубины расположения башмака в случае разных значений водогазового фактора. Глубина спуска лифтовой трубы существенно влияет на режим работы обводненной газовой скважины. Расчет методом сопряженных элементов, т.е. без учета процессов на забое, для условий рассмотренного примера дает значения параметров предельного режима, приведенные в табл. 2. Как видно из сравнения с рис. 6, эти величины соответствуют вариантам значительного спуска лифтовой трубы к нижней точке забоя ($X > 0,8$).

Таблица 2

w , м ³ /м ³	$Q_{\text{мин}}$, тыс. м ³ /сут	$p_{\text{уст макс}}$, МПа
1	166	1,695
10	173	1,627

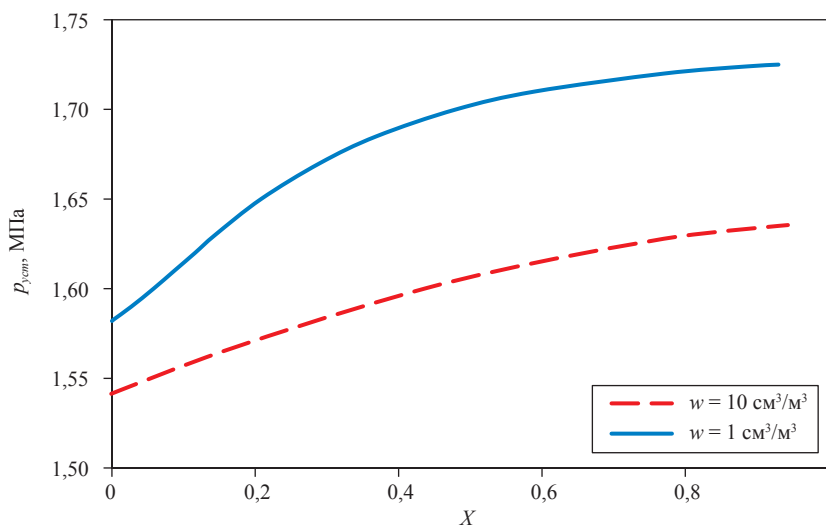


Рис. 7. Зависимость предельно максимальной величины устьевого давления от глубины спуска лифтовой трубы при разных значениях водогазового фактора

На поздней стадии разработки месторождений режим работы скважины зависит от глубины спуска лифтовых труб. Эта зависимость обусловлена повышенным (по сравнению с пластом и лифтовой трубой) содержанием подвижной жидкой фазы на забое, что создает дополнительное сопротивление газовому потоку и приводит к перераспределению давлений по высоте интервала перфорации.

Глубина спуска лифтовой трубы влияет не только на текущие параметры рабочего ре-

жима, но и на границы устойчивого режима, в частности на величину минимального дебита скважины.

Влияние глубины спуска лифтовых труб наиболее заметно при значительном интервале вскрытия пласта (более 100 м), поскольку наличие на забое протяженного столба газожидкостной смеси с повышенным содержанием жидкой фазы создает предпосылку для ухудшения условий поступления газа из пласта в скважину.

Список литературы

1. Брилл Дж.П. Многофазный поток в скважинах / Дж.П. Брилл, Х. Мукерджи. – М.; Ижевск: Ин-т комп. иссл., 2006. – 384 с.
2. Изюмченко Д.В. Газожидкостные потоки в вертикальных трубах: парадоксы гидродинамики / Д.В. Изюмченко, О.В. Николаев, С.А. Шулепин // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 36–45.
3. Бузинов С.Н. Экспериментальные исследования движения двухфазных систем в газовых скважинах / С.Н. Бузинов, С.А. Бородин, В.М. Пищухин и др. // Георесурсы. – 2010. – № 4. – С. 55–58.
4. Бузинов С.Н. Расчет потерь давления в газовых скважинах на поздней стадии разработки месторождений / С.Н. Бузинов, Г.М. Герещ, С.А. Бородин и др. // Газовая промышленность. – 2011. – № 12. – С. 18–21.
5. 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 / Николаев Олег Валерьевич. – М., 2012. – 128 с.
6. Зотов Г.А. Расчет фильтрационных сопротивлений скважины, несовершенной по степени вскрытия пласта, при нелинейном законе фильтрации / Г.А. Зотов // Подземная гидродинамика: тр. ВНИИГАЗа. – М.: ГТТИ, 1963. – Вып. 18/26. – С. 64–70.
7. Плосков А.А. Фильтрация конденсационной воды в пласт в работающих скважинах сеноманских залежей / А.А. Плосков, И.В. Шулятиков, В.З. Минликаев и др. // Газовая промышленность. – 2013. – № 5. – С. 62–66.