

УДК 622.279.23

Методика расчета обводненных газовых скважин, оснащенных концентрическими лифтовыми колоннами

О.В. Николаев^{1*}, А.А. Плосков¹, И.В. Стоноженко¹, В.Г. Васильев², А.В. Соломахин²

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

² ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190900, г. Санкт-Петербург, BOX 1255

* E-mail: O_Nikolaev@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

технологии эксплуатации, поздняя стадия разработки, концентрический лифт, гидродинамическое моделирование, экспериментальные исследования, газожидкостные потоки, потери давления, забойное давление, устьевое давление, дебит.

Тезисы. Поздняя стадия разработки газовых месторождений, как правило, сопровождается интенсивным обводнением скважин, что существенно сокращает текущую производительность промысла и конечную газоотдачу. Для снижения негативных последствий обводнения применяются различные технологические приемы, среди которых наибольшее распространение получило оснащение скважин концентрическими лифтовыми колоннами (КЛК). Однако в настоящее время отсутствует полноценная научная теория, позволяющая осуществлять оценку производительности оснащенных КЛК скважин.

Для восполнения этого пробела в рамках научного сопровождения процессов добычи газа в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» создана методика расчета режимов работы скважин, оснащенных КЛК. В методике использована оригинальная гидродинамическая модель, разработанная на основе результатов экспериментальных исследований газожидкостных потоков в условиях, воспроизводящих промысловые.

В статье приведены описания расчетной модели и методики ее использования, а также проиллюстрировано их практическое применение.

Разработанная методология моделирования КЛК является эффективным инструментом как на этапе принятия управленческих решений о целесообразности применения этой технологии в каждом конкретном случае, так и для прогнозирования производительности скважин и промыслов в целом на этапах проектных и постпроектных работ. Кроме того, модель может применяться в алгоритмах систем автоматизированного управления работой скважин, кустов и промысла в целом.

Предложенная методология моделирования работы скважин, оснащенных КЛК, рекомендуется к использованию в процессе проектирования обустройства и реконструкции газопромысловых систем.

Одной из наиболее известных технологий эксплуатации обводненных газовых скважин является применение двухрядного лифта – организация потоков пластовой смеси от забоя к устью по двум параллельным каналам с различной пропускной способностью. Широкое распространение получила технология КЛК – концентрическая лифтовая колонна, где в качестве дополнительного канала используется кольцевое пространство между двумя концентрически расположенными трубами.

Существующая методология¹ расчета КЛК основана на расчете минимального дебита, необходимого для выноса жидкости [1–4]. В отечественной газопромысловой практике для таких расчетов обычно используются либо формула А.А. Точигина, либо формула С.Н. Бузинова [5]. Такой подход приемлем для приближенных оценок работы КЛК, однако во многих практических случаях он может приводить к существенным ошибкам, поскольку не учитывает зависимости потерь давления от кинематических характеристик жидкой фазы, непосредственно определяющей распределение потоков обеих фаз между каналами.

Очевидно, возможны три варианта организации потоков, соответствующие трем типам КЛК:

¹ См. также: Руководство по эксплуатации скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам: Р Газпром 2-3.3-556-2011.

Эксплуатация газовых скважин месторождений Надым-Пур-Тазовского региона по концентрическим лифтовым колоннам: СТО Газпром 2-2.3-1017-2015 / А.А. Плосков, Д.В. Дикамов, Г.Ф. Харахашьян и др.; ПАО «Газпром»; ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – М.: ИРЦ Газпром, 2015. – 53 с.

1) основной канал – газожидкостный поток (ГЖП) в центральной лифтовой колонне (ЦЛК), вспомогательный канал – однофазный газовый поток (ОГП) в межтрубном кольцевом пространстве (МКП) [6];

2) основной канал – ГЖП в МКП, вспомогательный канал – ОГП в ЦЛК;

3) два основных канала – ГЖП и в ЦЛК, и в МКП.

В 2015 г. на основе результатов экспериментальных исследований течения газожидкостных смесей (ГЖС) в цилиндрических трубах разработана методика расчета КЛК [6], учитывающая влияние жидкой фазы на формирование градиента давления [7, 8]. Со времени опубликования модели ГЖП [7] накоплен значительный по объему и смысловой нагрузке дополнительный экспериментальный материал, который позволил уточнить гидродинамическую модель для цилиндрических труб и разработать модель² течения в трубах кольцевого сечения (КЛК 2-го типа) [9].

В данной статье приводятся описание универсальной гидродинамической модели ГЖП в трубах круглого и кольцевого сечений, методика расчета КЛК и пример ее использования для расчета режимов работы скважины Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), оснащенной КЛК.

Универсальная гидродинамическая модель ГЖП

Разработанная модель оперирует рядом безразмерных параметров [9, 10]:

- модифицированным параметром Фруда (по газу)

$$Fr^* = \frac{\rho_r}{\rho_{ж}} \cdot \frac{U^2}{gD_h}; \quad (1)$$

- градиентом давления

$$i = \frac{dp}{dL} \cdot \frac{1}{\rho_{ж}g}; \quad (2)$$

- параметром Вебера

$$We = \frac{\rho_{ж}D_h v^2}{\sigma}; \quad (3)$$

² См. также: Расчет технологических параметров двух- и трехфазных потоков в вертикальных и наклонных скважинах газовых и газоконденсатных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки: Р Газпром 2-2.4-1113-2017 / О.В. Николаев, В.А. Соколов, О.В. Бузинова и др.; ПАО «Газпром»; ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – М.: Газпром экспо, 2018. – 58 с.

- параметром Бузинова

$$Bu = Fr_{ж}^{1/3} Eo^{2/3} \left(\frac{D_0}{D_h} \right)^2; \quad (4)$$

- параметром Фруда по жидкости

$$Fr_{ж} = \frac{v^2}{gD_h}; \quad (5)$$

- параметром Этвеша

$$Eo = \frac{\rho_{ж}gD_h^2}{\sigma}, \quad (6)$$

где U – средняя по сечению трубы скорость газовой фазы; v – средняя по сечению трубы скорость жидкой фазы; p – давление; ρ – плотность флюида; σ – поверхностное натяжение на границе «жидкость-газ»; g – ускорение свободного падения; L – длина трубы; D_h – гидравлический диаметр; для канала кольцевого сечения $D_h = D_3 - D_2$ и эффективный диаметр $D_{ef} = (D_3^2 - D_2^2)^{1/2}$, для канала круглого сечения (ЦЛК) $D_h = D_{ef} = D_1$, где D_1 – внутренний диаметр ЦЛК; D_2 – внешний диаметр ЦЛК; D_3 – внутренний диаметр ОЛК (рис. 1); D_0 – характерный размер элементарной структуры турбулентного ГЖП (для водогазовой смеси $D_0 = 0,055$ м) [9–11]; нижние индексы «ж» и «г» относят параметр соответственно к жидкости или газу.

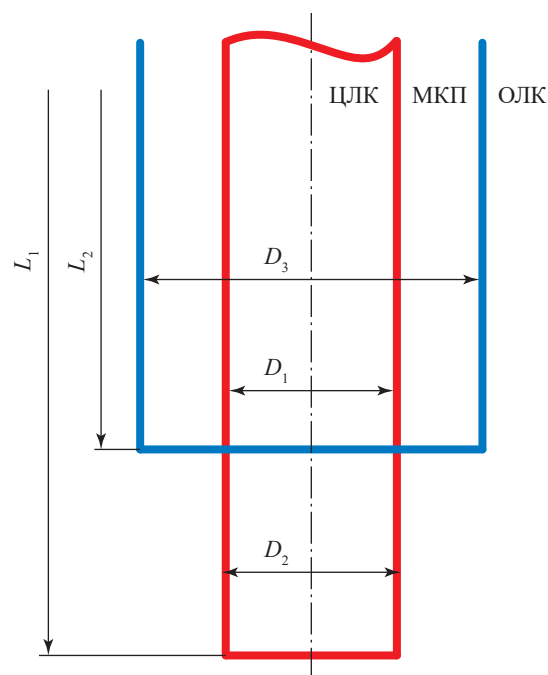


Рис. 1. Схема взаимного расположения каналов в КЛК: ОЛК – основная лифтовая колонна

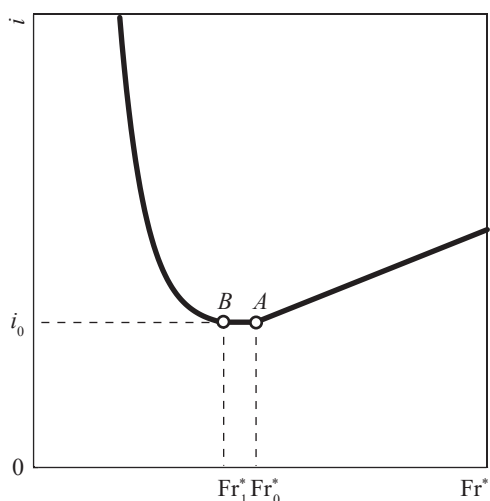


Рис. 2. Характерный вид зависимости потерь давления в вертикальном ГЖП в трубах круглого и кольцевого сечений

Зависимость градиента давления i в вертикальных каналах круглого и кольцевого сечений от расходной характеристики газа Fr^* при фиксированном расходе жидкости (т.е. при $Bu = \text{const}$) имеет вид, представленный на рис. 2, где выделены точки с координатами $A(Fr_0^*, i_0)$ и $B(Fr_1^*, i_0)$, которые разделяют три характерных участка кривой:

- 1) $Fr^* > Fr_0^*$ – правая ветвь (аппроксимируется полиномом 1-й степени);
- 2) $Fr_1^* > Fr^* > Fr_0^*$ – участок минимума потерь давления (аппроксимируется полиномом 0-й степени);
- 3) $Fr^* < Fr_1^*$ – левая ветвь (аппроксимируется гиперболой).

Расчетная модель определяет координаты точек A и B , а также функциональные зависимости $\frac{dp}{dL} = f(Q_g, q_j, D, p)$, где Q_g и q_j – дебит газа и расход жидкости соответственно, на каждом из трех участков кривой.

Параметр Fr_0^* определяется из соотношения

$$Fr_0^* = 1,15 - 1,15 \left(1 - \frac{1}{\bar{d}}\right) e^{-4,6 We^{0,5}}, \quad (7)$$

$$\text{где } \bar{d} = \frac{D_h}{D_0}.$$

Параметр i_0 определяется из соотношения

$$i_0 = \frac{\lambda}{2} Fr_0^* + \xi Bu - 0,0012, \quad (8)$$

где λ – гидродинамическое сопротивление канала для газовой фазы; ξ – аналог гидродинамического сопротивления для жидкой фазы в составе ГЖС: для трубы круглого сечения $\xi = 0,00667$, для трубы кольцевого сечения $\xi = 0,00785$. Необходимо отметить, что экспериментально полученные для газовых потоков в трубах кольцевого сечения значения λ существенно превышают расчетные значения, полученные по существующим методикам³ [12, 13]. Этому вопросу авторы планируют посвятить отдельную работу, а для практического применения рекомендуется при коэффициенте гидродинамического сопротивления ОЛК использовать числовой множитель 1,7, т.е.: $\lambda_{\text{МКП}} = 1,7\lambda_{\text{ОЛК}}$.

Первый (правый) участок характеристики вертикального ГЖП соответствует высоким скоростям газа и описывается уравнением

$$i = \frac{\lambda}{2} Fr^* + \xi Bu - 0,0012. \quad (9)$$

Граница между 2-м и 3-м участками фиксируется по абсциссе:

$$Fr_1^* = Fr_0^* - \frac{9,48 \cdot 10^{-2}}{\bar{d}} - 0,0659. \quad (10)$$

На 2-м участке характеристики ГЖП потери давления минимальны:

$$i = i_0 = i_{\min} = \text{const}. \quad (11)$$

На 3-м (левом) участке потери давления в потоке определяются следующими соотношениями:

$$\left. \begin{aligned} i &= \frac{G_b}{G_b + 1,5}, \\ G_b &= C_b \left(\frac{Fr_1^* - Fr^*}{Fr^* + 0,001} \right)^{D_b} + \frac{1,5 i_0}{1 - i_0}, \\ C_b &= \frac{0,0248}{\bar{d}} + \frac{7,27 \cdot 10^{-5}}{\bar{d}^2}, \\ D_b &= 0,996 + \frac{0,75}{\bar{d}} + \frac{0,397}{\bar{d}^2}, \end{aligned} \right\} \quad (12)$$

где C_b , D_b , G_b – вспомогательные параметры.

³ См. также: Расчетные соотношения и методики расчета гидродинамических и тепловых характеристик элементов и оборудования водоохлаждаемых ядерных энергетических установок: РБ-040-09. – М.: Ростехнадзор, 2009. – 252 с.

Перепад давления в размерном виде вычисляется по формуле

$$dp = \left(i + \frac{\rho_r}{\rho_{ж}} \right) g \rho_{ж} dL. \quad (13)$$

Соотношения (7)–(13) отражают зависимость потерь давления в ГЖП от геометрии канала, давления, скоростей и свойств газовой и жидкой фаз. Эта зависимость экспериментально обоснована и справедлива в диапазоне расходов жидкости, ограниченных неравенством $Bu < 19$, которое в условиях газовых промыслов выполняется всегда [9].

Представленная модель (1)–(13) является универсальной для лифтовых и концентрических колонн скважин газовых и газоконденсатных месторождений.

Методика расчета КЛК 1-го и 2-го типов

Методика расчета КЛК 1-го типа описана авторами ранее [6] и в Р Газпром 2-2.4-1113-2017; она же применяется и для расчета КЛК 2-го типа [9, 10]. Принцип расчета, заложенный в методике, иллюстрируется рис. 3, где представлена гидродинамическая обстановка на забое скважины, оснащенной КЛК (использованы данные одной из скважин Уренгойского НГКМ). Пересечение характеристики основного канала с ГЖП и кривой притока газа из пласта в точке *A* соответствует рабочим параметрам на забое: $Q_{гА} = 35$ тыс. м³/сут, забойному давлению $P_{забА} = 1,905$ МПа и $q_{жА} = 0,3$ м³/сут при водогазовом факторе $W = 8,5$ см³/м³. При создании

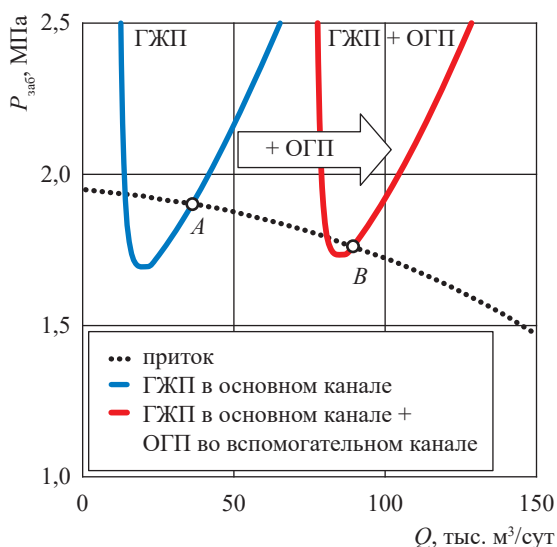


Рис. 3. Иллюстрация методики расчета КЛК 1-го и 2-го типов

во вспомогательном канале ОГП с дебитом $Q_{огп} = 65$ тыс. м³/сут совместная суммарная характеристика двух каналов сместится вправо до точки *B*, параметры рабочего режима станут соответствовать $Q_{гБ} = 89$ тыс. м³/сут, $P_{забБ} = 1,764$ МПа и $q_{жБ} = 0,76$ м³/сут. При выборе дебита ОГП во вспомогательном канале необходимо обеспечить выполнение трех условий: 1) жидкость не должна поступать во вспомогательный канал, что обеспечивается выполнением неравенства $Fr^* < Fr_0^*$ для вспомогательного канала; 2) давление на устье вспомогательного канала с ОГП не может быть меньше заданного рабочего устьевого давления; 3) давление на забое не должно быть меньше значения, обеспечивающего устойчивую работу основного канала с ГЖП. Третье условие можно сформулировать по-другому, аналогично по смыслу: максимальное давление на устье основного канала с ГЖП не может быть меньше заданного рабочего устьевого давления. Все три условия требуют ограничения дебита ОГП во вспомогательном канале некоторым максимальным значением; актуальным является наименьшее значение из трех, определяемых для каждого из условий.

Методика расчета КЛК 3-го типа

Расчет варианта ГЖП, когда течение обеих фаз реализуется в двух параллельных трубах, характеризуемых в общем случае разными сопротивлениями и геометрическими размерами, несколько сложнее, чем предыдущие два. Проведем анализ одновременного течения ГЖП по двум каналам. Для этого в начале рассмотрим характеристики ОГП и ГЖП, изображенные на рис. 4. Очевидно, рабочий градиент давления ($i_{раб}$) может поддерживаться на определенном уровне при различных соотношениях расходов газа и жидкости в пределах диапазонов расхода газа $Fr_{мин}^* < Fr^* < Fr_{макс}^*$ и расхода жидкости $0 < \Delta i_{ж} < \xi Bu$. Таким образом, в случае ГЖП, в отличие от однофазных потоков, уравнение движения (9) не имеет однозначных решений относительно скоростей движущихся фаз. При этом для обоих потоков должно выполняться равенство

$$i_{раб1} = i_{раб2}. \quad (14)$$

Обозначим дебит газа и расход жидкости в 1-м и 2-м каналах соответственно через $Q_{г1}$, $Q_{г2}$, $q_{ж1}$, $q_{ж2}$. При этом суммарный дебит газа

$$Q_r = Q_{r_1} + Q_{r_2}, \tag{15}$$

а суммарный расход жидкости

$$q_{ж} = q_{ж_1} + q_{ж_2}. \tag{16}$$

Введем также соотношения

$$X = \frac{Q_{r_1}}{Q};$$

$$Y = \frac{q_{ж_1}}{q_{ж}}. \tag{17}$$

Вначале рассмотрим простейший случай ГЖП в двух параллельных цилиндрических трубах одного размера и одинаковых сопротивлений. Анализ такого варианта ГЖП позволит проверить адекватность предлагаемой расчетной схемы и ее применимость для дальнейших расчетов КЛК.

На рис. 5 представлены расчетные зависимости $i(X)$ и $Y(X)$ для ГЖП в трубах диаметром $D = 0,062$ м с сопротивлением для газа $\lambda = 0,015$ и для жидкости $\xi = 0,00667$ при $p = 3,0$ МПа, $Q_r = 230$ тыс. м³/сут и $W = 10$ см³/м³, что соответствует $q_{ж} = 96$ л/ч.

Рис. 5 отражает следующие особенности рассматриваемого ГЖП в двух параллельных трубах:

1) зависимость потерь давления в совместном потоке от дебита газа в одной трубе $i(X)$ имеет форму симметричной параболообразной кривой, ограниченной предельными значениями $0,462 < X < 0,538$;

2) при дебитах газа в одной трубе, выходящих за предельные значения, т.е. при $X < 0,462$ или $X > 0,538$, потери давления в двух потоках не могут быть одинаковы ни при каких распределениях жидкой фазы между трубами. Это означает, что в рассматриваемых условиях ГЖП одновременно в двух каналах существует только в диапазоне дебита газа в первой трубе $Q_{r_1}^{мин} = 106$ тыс. м³/сут $< Q_{r_1} < Q_{r_1}^{макс} = 124$ тыс. м³/сут и соответствующем ему диапазоне дебита газа во второй трубе $Q_{r_2}^{макс} = 124$ тыс. м³/сут $> Q_{r_2} > Q_{r_2}^{мин} = 106$ тыс. м³/сут. В этом диапазоне дебитов газа расход жидкости в каждой трубе варьирует от нуля до максимального $q_{ж}$;

3) при фиксированном давлении на выходе обеих труб, соответствующем градиенту давления в диапазоне $0,0626 < i < 0,0643$, могут существовать два различных режима потоков. Например, при $i = 0,0635$ расходы газа и жидкости могут быть равны в обоих вариантах: $Q_{r_1} = 110$ тыс. м³/сут, $Q_{r_2} = 120$ тыс. м³/сут, $q_{ж_1} = 86$ л/ч, $q_{ж_2} = 10$ л/ч (режим А); $Q_{r_1} = 120$ тыс. м³/сут, $Q_{r_2} = 110$ тыс. м³/сут, $q_{ж_1} = 10$ л/ч; $q_{ж_2} = 86$ л/ч (режим В). При градиенте давления $i = 0,0643$ может существовать только один режим с одинаковыми расходами газа и жидкости в двух трубах (режим С). Таким образом, в двух одинаковых трубах можно наблюдать полную симметрию гидродинамических условий существования ГЖП, что свидетельствует о непротиворечивости рассматриваемой расчетной методики.

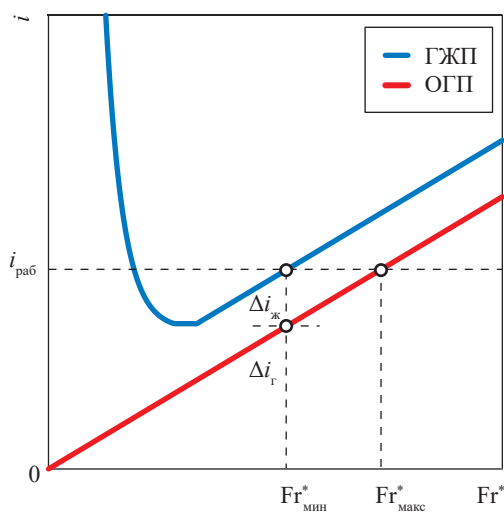


Рис. 4. Иллюстрация алгоритма расчета КЛК 3-го типа

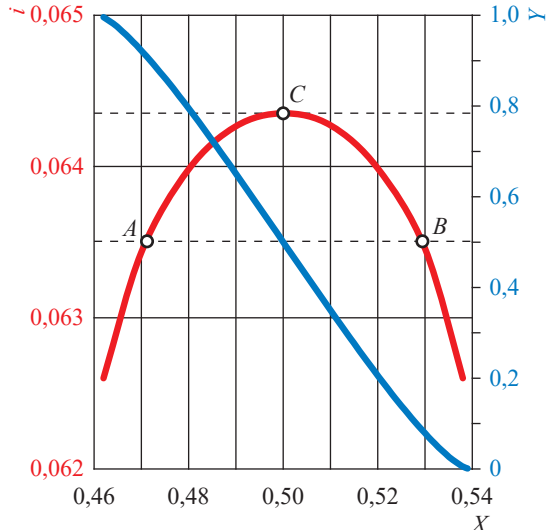


Рис. 5. Иллюстрация особенностей течения двух параллельных ГЖП

Если значение выходного давления не фиксировать, в обеих трубах самопроизвольно установится режим C с градиентом давления $i = 0,0643$ и одинаковыми расходами газа и жидкости $Q_{г1} = Q_{г2} = 115$ тыс. м³/сут; $q_{ж1} = q_{ж2} = 49$ л/ч. Это произойдет по следующей причине. Предположим, исходный режим наблюдается при $X < 0,5$, например $X = 0,48$, что отвечает скоростям газа соответственно в 1-й и 2-й трубах $U_1 = 14,19$ м/с и $U_2 = 15,37$ м/с и расходам жидкости $q_{ж1} = 76$ л/ч и $q_{ж2} = 20$ л/ч. Очевидно, такое соотношение скоростей газа и расходов

жидкости ($\frac{U_1}{q_{ж1}} = 0,187$ и $\frac{U_2}{q_{ж2}} = 0,768$) устойчи-

вым быть не может, поскольку при большей скорости поступающего в трубу газа в эту же трубу должно поступать и большее количество жидкости. На рис. 6 представлены

соотношения $\alpha_1 = \frac{Q_{г1}}{q_{ж1}}$ и $\alpha_2 = \frac{Q_{г2}}{q_{ж2}}$ для обеих

труб в зависимости от X , из которых следует, что гидродинамически равновесное состояние в этом случае реализуется при $X = 0,5$ и $Y = 0,5$, что соответствует логике анализируемого процесса. Таким образом, дополнительно к условиям (15) и (16) должно соблюдаться условие

$$\alpha = \alpha_1 = \alpha_2 = 1,$$

$$\text{где } \alpha_1 = \frac{X_1}{Y_1}; \alpha_2 = \frac{X_2}{Y_2}. \quad (18)$$

Однако гидродинамическая симметрия, аналогичная только что рассмотренной, может проявляться не всегда. Рассмотрим работу КЛК.

Сначала проведем анализ для конфигурации труб $D_1 = 0,052$ м; $D_2 = 0,06$ м; $D_3 = 0,1$ м; $\lambda_1 = 0,015$; $\xi_1 = 0,00667$; $\lambda_2 = 0,027$; $\xi_2 = 0,074$ при условиях $Q_{г1} = 110$ тыс. м³/сут, $p = 3,0$ МПа, $W = 8,9$ см³/м³. На рис. 7 пред-

ставлены зависимости $\frac{dp}{dL}(X)$ и $Y(X)$ для

этого случая. Диапазон дебитов в ЦЛК составляет $Q_{г1}^{\min} = 31,6$ тыс. м³/сут $< Q_{г1} < Q_{г1}^{\max} = 45,4$ тыс. м³/сут, диапазон дебитов в МКП составляет $Q_{г2}^{\max} = 78,4$ тыс. м³/сут $> Q_{г2} > Q_{г2}^{\min} = 64,6$ тыс. м³/сут. При $X > 0,403$, что соответствует дебитам $Q_{г1} > 44,3$ тыс. м³/сут и $Q_{г2} < 65,7$ тыс. м³/сут, на графиках наблюдается перелом, обусловленный изменением

режима потока в МКП и установлением переходного режима 2 (см. пояснения к рис. 2) и соответствующим изменением механизма формирования потерь давления. Отметим, что равенство $\alpha = 1$ выполняется при $X = Y = 0,356$ (точка C), т.е. в отсутствие фиксации давления на выходе из трубы самопроизвольно установится режим $Q_{г1} = 39$ тыс. м³/сут; $Q_{г2} = 71$ тыс. м³/сут; $q_{ж1} = 14,5$ л/ч; $q_{ж2} = 26,3$ л/ч.

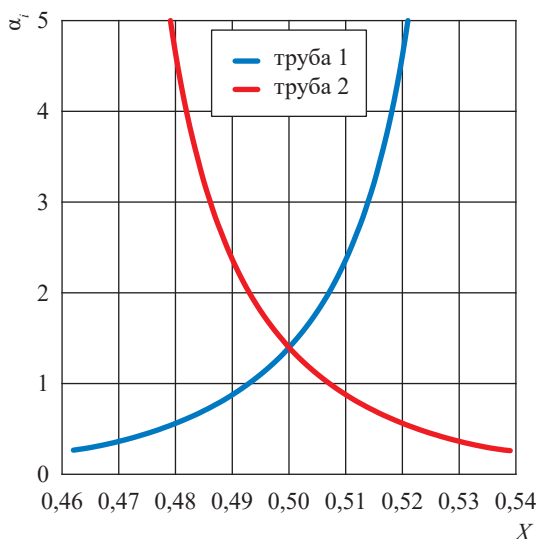


Рис. 6. Зависимость $\alpha(X)$ для каждой трубы от дебита газа в одной трубе

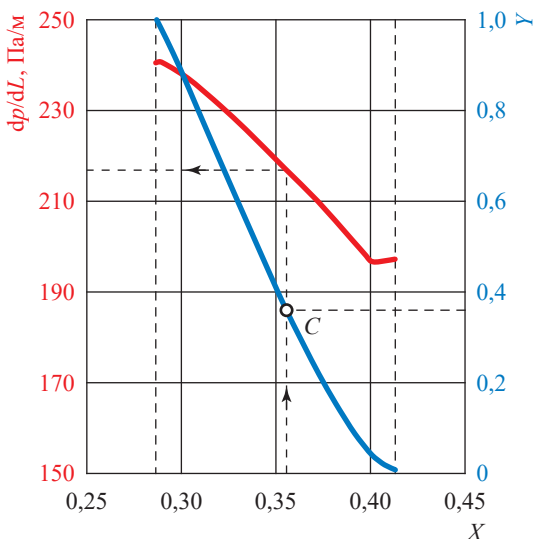


Рис. 7. Диапазон режимов работы КЛК, состоящей из сталеполимерной трубы внутренним диаметром $D_1 = 52$ мм, расположенной внутри лифтовой трубы условным диаметром 114 мм

При фиксации градиента давления в диапазоне $197 \text{ Па/м} < dp/dL < 240 \text{ Па/м}$ установится соответствующий режим, который может быть определен по графику на рис. 7. Отметим, что в рассматриваемом случае решение задачи однозначно, поскольку проявляющаяся в предыдущем примере двойственность исчезает вместе с упомянутой симметрией гидродинамических условий.

Теперь рассмотрим работу КЛК в тех же условиях для ОЛК с внутренним диаметром $D_3 = 0,153 \text{ м}$. Этим же расчетным методом легко получить, что одновременное движение ГЖС по ЦЛК и МКП в такой системе невозможно. Минимальный суммарный дебит, при котором возможно равенство градиентов давлений в двух параллельных каналах, составляет 219 тыс. м³/сут. Очевидно, что это чрезмерно большая величина; если скважина может работать с таким дебитом, оснащать ее концентрическим лифтом нецелесообразно.

Таким образом, движение ГЖС по двум параллельным каналам представляет собой сложный гидродинамический процесс, реализуемый в узких диапазонах термодинамических и гидродинамических условий и характеризующийся различными сочетаниями режимов ГЖП в обеих трубах.

Анализ работы скважины, оснащенной КЛК

Теперь рассмотрим работу КЛК в промысловых условиях на примере скважины Уренгойского НГКМ (таблица). Скважина до оснащения КЛК задавливалась.

На рис. 8 представлены характеристики скважины при эксплуатации по ЦЛК, МКП и ОЛК в виде зависимостей $P_{уст}(Q_r)$, рассчитанные по изложенной выше методике. Изображена также характеристика притока газа к забою – индикаторная линия пласта. Из рисунка следует, что при заданном $P_{уст}$:

- 1) скважина до оснащения КЛК начала задавливаться; перед задавливанием ее дебит составлял около 113 тыс. м³/сут;
- 2) эксплуатация скважины по КЛК 2-го и 3-го типов невозможна, поскольку максимальное давление в МКП не превышает устьевого рабочего давления;
- 3) целесообразна эксплуатация скважины по КЛК 1-го типа. Регулированием штуцера на устье МКП можно получить суммарный дебит газа до 92 тыс. м³/сут, при этом

Параметры скважины и пласта:
a и *b* – коэффициенты фильтрационного сопротивления пласта; $P_{пл}$ и $P_{уст}$ – пластовое и устьевое давление

$L_1, \text{ м}$	1052
$L_2, \text{ м}$	1050
$D_1, \text{ мм}$	52
$D_2, \text{ мм}$	60
$D_3, \text{ мм}$	153
$a, 10^{-2} \cdot \text{МПа}^2 \cdot \text{сут} / \text{тыс. м}^3$	0,312
$b, 10^{-2} (\text{МПа} \cdot \text{сут} / \text{тыс. м}^3)^2$	0,0052
$W, \text{ см}^3 / \text{м}^3$	8,5
$P_{пл}, \text{ МПа}$	1,95
$P_{уст}, \text{ МПа}$	1,44

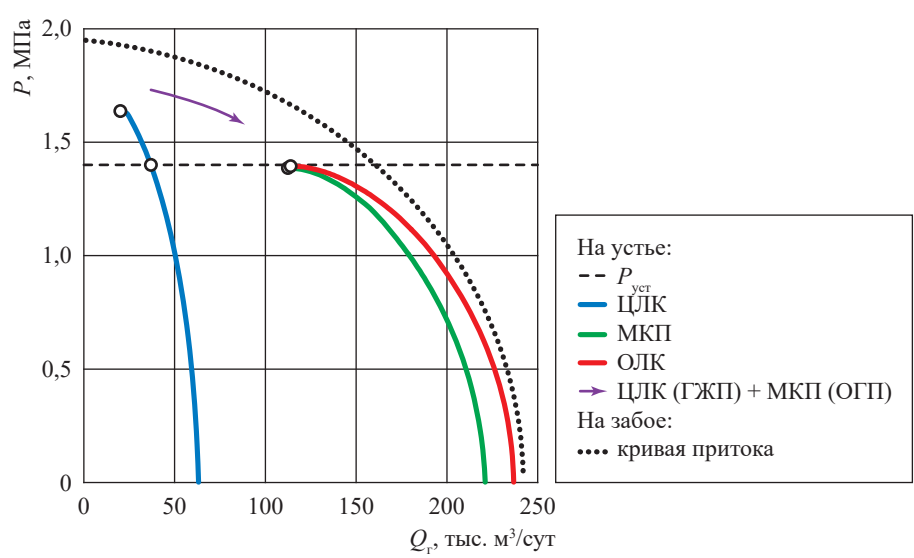


Рис. 8. Иллюстрация работы КЛК скважины 1

активизируется ограничивающее условие 3 по дебиту ОГП в МКП (см. выше раздел «Методика расчета КЛК 1-го и 2-го типов»).

Таким образом, разработанная методика позволяет проводить подробный анализ режимов работы обводненных скважин, в том числе с применением технологии КЛК. Отметим, что в дальнейшем необходимо рассмотреть важный аспект влияния на работу КЛК гидродинамических процессов на забое, поскольку наличие жидкости в движущейся смеси может существенно изменять поле давлений в интервале ниже башмака насосно-компрессорных труб, особенно в скважинах с протяженными интервалами вскрытия, и, соответственно, их учет может существенно повлиять на выбор решений относительно способа эксплуатации обводняющейся скважины.

Выводы

1. Технология КЛК может быть эффективно использована для компенсирования снижения дебитов после замены лифтовых труб.
2. Технология КЛК является высоко интеллектуальной, требующей как предварительного анализа целесообразности ее использования

в каждом конкретном случае, так и формулирования внятного алгоритма оперативного регулирования работы скважины до момента окончания ее эксплуатации. Принципы и методики такого регулирования должны разрабатываться на основе знаний о закономерностях поведения ГЖП в широком диапазоне физических параметров, которые в настоящее время могут быть получены только на основе физического моделирования.

3. Разработанные на основе экспериментальных исследований в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» гидродинамические модели и расчетные методики формируют основу новой методологии газожидкостной гидродинамики в газодобывающей отрасли и являются эффективным инструментом моделирования работы скважин, в продукции которых содержится жидкая фаза.

4. Приведенные в статье гидродинамические модели и методики расчета рекомендуются к использованию в процессах проектирования обустройства и реконструкции газопромысловых систем, а также в алгоритмах автоматического управления работой промысловых систем.

Список литературы

1. Шулятиков В.И. Эксплуатация скважин по концентрическим лифтовым колоннам: опыт и перспективы / В.И. Шулятиков, Д.В. Дикамов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2008. – № 4. – С. 11–19.
2. Епрынцева А.С. Методика расчета градиента давления многофазного потока газа и смеси конденсационной и пластовой вод по концентрическим лифтовым колоннам / А.С. Епрынцева, А.Н. Лапердин, И.Е. Якимов и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 4. – С. 27–31.
3. Пономарев А.И. Опыт эксплуатации газовой скважины с концентрическими лифтовыми колоннами / А.И. Пономарев, Т.Т. Рагимов, О.А. Шигидин // Наука. Инновации. Технологии. – 2019. – № 4. – С. 19–32.
4. Ибрагимова Д.Р. Моделирование технологий ПАВ и КЛК на примере маломощных газовых залежей с подстилающей водой / Д.Р. Ибрагимова, А.А. Горланов, А.Ю. Юшков и др. // Научный журнал Российского газового общества. – 2019. – № 2(21). – С. 26–30.
5. Николаев О.В. Современные методы расчета технологического режима работы газовых скважин с водопоявлениями / О.В. Николаев, А.А. Плосков, И.В. Стоноженко и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2023. – № 1. – С. 44–59.
6. Николаев О.В. Использование концентрического лифта при эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений / О.В. Николаев, А.Н. Харитонов, И.В. Стоноженко // Газовая промышленность. – 2015. – № 11 (730). – С. 31–35.
7. Кирсанов С.А. Эмпирическая гидродинамическая модель вертикальных газожидкостных потоков в газовых скважинах на поздней стадии разработки месторождений / С.А. Кирсанов, В.Н. Гордеев, О.В. Николаев и др. // Газовая промышленность. – 2017. – № 4 (751). – С. 50–55.

8. Рагимов Т.Т. Управление технологическими режимами работы обводняющихся скважин по концентрическому лифтовым колоннам на поздней стадии разработки газовых залежей: дис. ... канд. тех. наук / Т.Т. Рагимов. – Уфа: УГНТУ, 2022. – 202 с.
9. Николаев О.В. Совершенствование методов гидродинамического моделирования процессов добычи газа по результатам экспериментальных исследований газожидкостных потоков: дис. ... д-ра тех. наук / О.В. Николаев. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2022. – 328 с.
10. Николаев О.В. Новая методология гидродинамического моделирования обводненных газовых скважин / О.В. Николаев, А.А. Плосков, И.В. Стоноженко и др. // Научный журнал Российского газового общества. – 2023. – № 4(40). – С. 18–23.
11. Taitel Y. Modelling flow pattern transitions for steady upward gas-liquid flow in vertical tubes / Y. Taitel, D. Bornea, A. Dukler // *AIChE Journal*. – 1980. – Т. 26. – № 3. – С. 345–354.
12. Caetano E.F. Upward vertical two-phase flow through an annulus. Pt. I: Single-phase friction factor, Taylor bubble rise velocity, and flow pattern prediction / E.F. Caetano // *Journal of Energy Resources Technology*. – 1992. – Т. 114. – С. 1–13.
13. Лобанов И.Е. Моделирование гидравлического сопротивления в кольцевых (плоских) каналах в условиях интенсификации теплообмена с помощью поверхностных турбулизаторов / И.Е. Лобанов // *SCI-Article.ru*. – 2018. – № 57 (май). – <https://sci-article.ru/stat.php?i=1526131725&ysclid=lqf67kyvog354144522>

Procedure for predicting behavior of wet wells equipped with concentric tubing

O.V. Nikolayev^{1*}, A.A. Ploskov¹, I.V. Stonozhenko¹, V.G. Vasilyev², A.V. Solomakhin²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

² Gazprom PJSC, BOX 1255, St. Petersburg, 190900, Russian Federation

* E-mail: O_Nikolaev@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. A later stage of gas field development is commonly accompanied with the intensive flooding of the wells considerably decreasing the current performance of the field facility and the resulting gas recovery factor. There are several techniques to reduce the negative aftereffects of flooding; the most popular among them is fitting of wells with the concentric tubing. Nevertheless, nowadays there is no any valid scientific theory enabling assessment of performance for such wells.

To compensate this lacuna, the Gazprom VNIIGAZ scientists have worked out a method for calculating operation of wells equipped with the concentric tubing. This technique uses an original hydrodynamic simulator on the grounds of experimental testing of the gas-liquid flows in conditions alike to the field ones. The article describes the predictive model, gives instructions and illustrates its practical application.

The designed simulator is efficient both for evaluating expediency of concentric tubing in particular situation and for predicting wells and field performance during project and post-project works. Besides, it could be used within the algorithms of the systems for automated control of wells, well clusters and field operation.

The suggested procedure for modelling behavior of the wells with concentric tubing is recommended for application in course of engineering and reconstruction of the gas production facilities.

Keywords: operational technique, later stage of operation, concentric tubing, hydrodynamic modelling, experimental studies, gas-liquid flows, pressure losses, bottom-hole pressure, wellhead pressure, gas yield.

References

1. SHULYATIKOV, V.I., D.V. DIKAMOV. Well operation through concentric tubing: background and prospects [Ekspluatatsiya skvazhin po kontsentricheskim liftovym kolonnam: opyt i perspektivy]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2008, no. 4, pp. 11–19, ISSN 2070-6820. (Russ.).
2. YEPRYNTSEV, A.S., A.N. LAPERDIN, I.Ye., YAKIMOV, et al. Some method of pressure gradient calculation of gas multiphase flow and mixture of condensate and formation water on the basis of concentric tubing [Metodika rascheta gradiyenta davleniya mnogofaznogo potoka gaza i smesi kondensatsionnoy i plastovoy vod po kontsentricheskim liftovym kolonnam]. *Stroitelstvo Neftyanykh i Gazovykh Skvazhin na Sushe in a More*, 2012, no. 4, pp. 27–31, ISSN 0130-3872. (Russ.).
3. PONOMAREV, A.I., T.T. RAGIMOV, O.A. SHIGIDIN. Practice of operating a gas well with concentric string tubing [Opyt ekspluatatsii gazovoy skvazhiny s kontsentricheskimi liftovymi kolonnami]. *Nauka. Innovatsii. Tekhnologii*, 2019, no. 4, pp. 19–32, ISSN 2308-4758. (Russ.).

4. IBRAGIMOVA, D.R., A.A. GORLANOV, A.Yu. YUSHKOV et al. Modelling of foamers and concentric tubing in gas wells on low-pressure thin bottom water-drive deposits [Modelirovaniye tekhnologiy PAV i KKK na primere malomoshchnykh gazovykh zalezhey s podstilayushchey vodoy]. *Nauchnyy Zhurnal Rossiyskogo Gazovogo Obshchestva*, 2019, no. 2(21), pp. 26–30, ISSN 2412-6497. (Russ.).
5. NIKOLAYEV, O.V., A.A. PLOSKOV, I.V. STONozHENKO et al. Modern methods for calculating process regime of a gas well with water seepage [Sovremennyye metody rascheta tekhnologicheskogo regima raboty gazovykh skvazhin s vodoproyavleniyami]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2023, no. 1, pp. 44–59, ISSN 2070-6820. (Russ.).
6. NIKOLAYEV, O.V., A.N. KHARITONOV, I.V. STONozHENKO. Engagement of concentric tubing while operating gas wells at late stage of field development [Ispolzovaniye kontsentricheskogo lifta pri ekspluatatsii gazovykh skvazhin na pozdney stadii razrabotki mestorozhdeniy]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2015, no. 11 (730), pp. 31–35, ISSN 0016-5581. (Russ.).
7. KIRSANOV, S.A., V.N. GORDEYEV, O.V. NIKOLAYEV et al. Empirical hydrodynamic model of vertical gas-liquid flows in gas wells at a later stage of field development [Empiricheskaya gidrodynamiceskaya model vertikalnykh gazozhidkostnykh potokov v gazovykh skvazhinakh na pozdney stadii razrabotki mestorozhdeniy]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2017, no. 4 (751), pp. 50–55, ISSN 0016-5581. (Russ.).
8. RAGIMOV, T.T. *Application of concentric tubing for process control of wells being water-flooded at later stage of gas deposits development* [Upravleniye tekhnologicheskimi regimami raboty obvodnyayushchikhsya skvazhin po kontsentricheskim liftovym kolonnam na pozdney stadia razrabotki gazovykh zalezhey]. Candidate's thesis (engineering). Ufa State Petroleum Technological University. Ufa, 2022. (Russ.).
9. NIKOLAYEV, O.V. *Perfection of methods for hydrodynamic simulation of gas production processes according to results of testing gas-liquid flows* [Sovershenstvovaniye metodov gidrodynamiceskogo modelirovaniya protsessov dobychi gaza po rezultatam eksperimentalnykh issledovaniy gazozhidkostnykh potokov]. Doctor's thesis (engineering). Gazprom VNIIGAZ LLC. Moscow, 2022. (Russ.).
10. NIKOLAYEV, O.V., A.A. PLOSKOV, I.V. STONozHENKO et al. New methodology for hydrodynamic simulation of water-flooded gas wells [Novaya metodologiya gidrodynamiceskogo modelirovaniya obvodnennykh gazovykh skvazhin]. *Nauchnyy Zhurnal Rossiyskogo Gazovogo Obshchestva*, 2023, no. 4(40), pp. 18–23, ISSN 2412-6497. (Russ.).
11. TAITEL, Y., D. BORNEA, A. DUKLER. Modelling flow pattern transitions for steady upward gas-liquid flow in vertical tubes. *AIChE Journal*, 1980, vol. 26, no. 3, pp. 345–354, ISSN 0001-1541.
12. CAETANO, E.F. Upward vertical two-phase flow through an annulus. Pt. I: Single-phase friction factor, Taylor bubble rise velocity, and flow pattern prediction. *Journal of Energy Resources Technology*, 1992, vol. 114, pp. 1–13, ISSN 0195-0738.
13. LOBANOV, I.Ye. Modelling hydraulic resistance in circular (flat) channels against heat exchange intensification by means of surface turbulizers [Modelirovaniye gidravlicheskogo soprotivleniya v koltsevykh (ploskikh) kanalakh v usloviyakh intensivatsii teploobmena s pomoshchyu poverkhnostnykh turbulizatorov]. *SCI-Article.ru* [online], 2018, no. 57. Available from: <https://sci-article.ru/stat.php?i=1526131725&ysclid=lfq67kyvog354144522>. (Russ.).