

УДК 622.276

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-4-103-118

Обоснование удаления жидкости из горизонтальных газовых скважин с помощью гибкой насосно-компрессорной трубы

С. Мадани, С. К. Сохошко*

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*sohoshkosk@tyuiu.ru

Аннотация. Рассматриваются вопросы удаления жидкости с забоя горизонтальных газовых скважин с помощью гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ). Подобная проблема может возникать как при эксплуатации горизонтальных газовых скважин, так и при их освоении. Минимальная скорость газа у башмака ГНКТ для удаления жидкости рассчитывается с применением модели, адаптированной для горизонтальных газовых скважин и учитывающей развивающийся характер потока газа по стволу. Модель может быть использована для расчета выноса жидкости из скважин любой заданной траектории. Произведен расчет распределения скорости потока газа вдоль горизонтального ствола для различных диаметров ГНКТ при перемещении ее по горизонтальному участку ствола скважины, с целью определения ее оптимального диаметра и положения. Результаты моделирования свидетельствуют о том, что ГНКТ с внутренним диаметром 53,51 или 65,1 мм обеспечивает качественное удаление жидкости и оптимальный дебит газа.

Ключевые слова: горизонтальная газовая скважина, гибкая насосно-компрессорная труба, удаление жидкости

Для цитирования: Мадани, С. Обоснование удаления жидкости из горизонтальных газовых скважин с помощью гибкой насосно-компрессорной трубы / С. Мадани, С. К. Сохошко. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-4-103-118 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 4. – С. 103–118.

Modeling of liquid unloading using coiled tubing in horizontal gas wells

Salah Madani, Sergey K. Sokhoshko*

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*sohoshkosk@tyuiu.ru

Abstract. This article studies the flow simulation for liquid unloading using coiled tubing in horizontal gas wells. A semi-analytical reservoir model, coupled with a wellbore model under non-isothermal, steady state conditions is used to calculate the distribution of gas velocity along the wellbore. The coupled model takes into account the effect of the wellbore trajectory type on the well performance. The minimum gas velocity for liquid removal is calculated using a model adapted for horizontal gas wells. An algorithm has been presented to estimate the well performance and the liquid unloading for different CT diameters, at various wellbore positions. The

simulation results showed that the installation of 53.51 mm or 65.1 mm diameter coiled tubing at the toe ensure a good liquid unloading and optimum well performance.

Keywords: horizontal gas well, coiled tubing, liquid unloading

For citation: Madani, S., & Sokhoshko, S. K. (2022). Modeling of liquid unloading using coiled tubing in horizontal gas wells. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 103-118. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-4-103-118

Введение

Проблема выноса жидкости с забоя актуальна как для газовых, так и для газоконденсатных скважин, особенно на поздней стадии разработки месторождений. Для вертикальных скважин данная проблема хорошо исследована. Однако для пологих и горизонтальных скважин вынос жидкости с забоя остается малоизученным. У горизонтального ствола газовой скважины имеется ряд особенностей, осложняющих процесс выноса жидкости с забоя: сложная траектория ствола, неравномерность притока вдоль ствола, падение депрессии вдоль ствола и т. д.

Решение этой задачи требует использования нескольких методов и технологий, позволяющих осуществить вынос жидкости на поверхность. Это может быть достигнуто увеличением скорости потока газа или уменьшением критической скорости жидкости. Так, одним из эффективных методов является гибкая насосно-компрессорная труба (ГНКТ) малого диаметра, которая позволяет увеличить скорость потока газа. Когда скорость газа превышает критическую скорость, явление накопления жидкости в стволе скважины прекращается, и она начинает выноситься на поверхность.

Этот метод можно использовать в горизонтальных скважинах. Однако, так как задача гораздо сложнее, чем в вертикальных скважинах, необходимо учитывать характеристики газового потока в горизонтальном стволе для обеспечения эффективности технологии.

В настоящее время с увеличением количества месторождений, вступивших в завершающую стадию разработки, и при прогрессивно возрастающем числе обводняющихся горизонтальных скважин возникает задача исследования методов удаления жидкости и режимов работы горизонтальных газовых скважин.

Объект исследования

Объект исследования — обводняющаяся горизонтальная газовая или газоконденсатная скважина.

Существует несколько причин обводнения горизонтальных газовых скважин: вода может поступать из водоносной зоны, находящейся выше или ниже продуктивного пласта, по заколонному пространству, конденсационная

пластовая вода может выноситься из пласта вместе с газом, подошвенная вода может подтягиваться к стволу скважины в виде холма [1].

С целью выноса воды разработано несколько технических и технологических способов, таких как оптимизация диаметра труб лифтовой колонны, гидронасосы, газлифт, электрические центробежные погружные насосы, винтовые насосы и др. Эти методы могут быть использованы отдельно или в комбинации.

Применение этих методов было рассмотрено в нескольких соответствующих исследованиях, но большинство из них в основном сосредоточено на вертикальных скважинах. Л. К. Хармс предлагает общий подход к применению устьевых компрессоров (WNC) на газовых скважинах [2]. А. Скопич и др. экспериментально исследовали влияние диаметра трубы на процесс выноса жидкости [3]. В работе Дж. Янг и др. была разработана модель выноса воды с образованием пены в газовой скважине [4]. К. Чжао и др. разработали механистическую модель для имитации комплексного динамического процесса системы с плунжерным лифтом [5]. А. С. Епрынцев и др. [6] предложили критерии выбора скважин для внедрения современных технологических решений по удалению жидкости на основе анализа проблем самозадавливания и результатов применения этих технологий на газовых скважинах Медвежьего, Уренгойского, Ямбургского, Вынгапуровского и Комсомольского месторождений. В работах А. В. Шестакова [7–9] обоснованы критерии выбора технологических режимов эксплуатации и разработана математическая модель для их выбора в вертикальных обводненных скважинах месторождения Медвежье. Е. В. Паникаровский и др. представили результаты применения поверхностно-активных веществ для удаления жидкости в горизонтальных скважинах Восточно-Таркосалинского месторождения [10] и исследовали проблемы разработки этого месторождения и состояние работ по удалению жидкости с забоев обводняющихся горизонтальных скважин [11]. А. Н. Дроздов и др. [12] предложили новое техническое решение для удаления жидкости с забоя, включающее следующие этапы: спуск в скважину погружной насосной установки под статический уровень жидкости; запуск погружной насосной установки; откачку установкой жидкости; уменьшение забойного давления путем снижения динамического уровня жидкости; повышение давления откачиваемой жидкости на выходе погружной насосной установки; поступление газа на поверхность.

В отличие от вертикальных скважин задача выноса жидкости из горизонтальных стволов является более сложной по многим причинам. Это и неравномерный профиль притока вдоль горизонтального ствола, сложная траектория ствола, изменение депрессии вдоль ствола, развивающийся характер потока и т. д.

Вследствие этого необходимо при изучении выноса жидкости из горизонтального ствола газовой скважины использовать модель, которая учитывает все эти эффекты.

Обоснование диаметра труб лифтовой колонны

Диаметр лифтовых труб, по которым добывается газ, с одной стороны, должен быть достаточно малым для обеспечения высокой скорости газа в стволе и избежания накопления жидкости. Но, с другой стороны, он должен быть не слишком маленьким, чтобы избежать чрезмерных потерь давления на трение и снижения дебита скважины. Кроме того, необходимо, чтобы эти требования выполнялись как можно дольше.

После появления воды в продукции газовой скважины одним из решений является пересмотр существующего способа эксплуатации скважины и предложение нового, более эффективного, и это достигается путем установки ГНКТ, которая обеспечивает отличные результаты в долгосрочной перспективе. Компанией Dowell/Schlumberger опубликованы результаты эксплуатации скважины, оснащенной ГНКТ (рис. 1) [1]. Из рисунка видно, что после установки ГНКТ у обводняющейся скважины увеличился дебит.



Рис. 1. Пример изменения добычи после установки ГНКТ [1]

С другой стороны, после установки ГНКТ малого диаметра значительное увеличение добычи газа не всегда гарантировано. Однако если кривая падения добычи становится более полой после установки ГНКТ (рис. 2), значит, установка прошла успешно, и в результате будет отобрано больше извлекаемых запасов [1].



Рис. 2. Пример изменения дебита скважины после установки ГНКТ [1]

В статье [13] описан пример горизонтальной газоконденсатной скважины в Саудовской Аравии, на которой была успешно применена ГНКТ диаметром 2-3/8" (внутренний диаметр: 65,1 мм) для удаления жидкости с забоя. Там же проведено сравнение между различными методами удаления жидкости, а также представлен подробный план работ. В другой статье [14] были представлены алгоритм принятия решений и необходимое оборудование для оснащения газовой скважины на Северном море ГНКТ.

Однако вопросам моделирования операции выноса жидкости с помощью ГНКТ из горизонтальных газовых скважин с целью обоснования диаметра ГНКТ, расположения в стволе, расчетам эпюры скоростей потока газа в стволе, распределения давления и др. посвящено крайне малое число работ.

Методы исследования

Определение критической скорости

Р. Г. Тернер и др. [15] были первыми исследователями, которые проанализировали и обосновали минимальную скорость потока газа для выноса жидкости с забоя скважины. Ими были предложены две математические модели для описания проблемы выноса жидкости: модель движения пленки и модель движения увлеченных капель. На основе анализа промысловых данных авторы пришли к выводу, что модель движения пленки не отражает доминирующий механизм выноса жидкости.

На основе исследований Р. Г. Тернера в ряде других исследований были предложены альтернативные модели для оценки критической скорости газа. Так, в работе [16] была разработана четырехфазная модель (газ, нефть, вода и твердые частицы) для определения условий выноса с забоя всех компонентов. В этом же исследовании показано, что метод Тернера дает 20 %-ю погрешность при определении минимальной скорости газа для удаления жидкости, а новое, разработанное авторами статьи уравнение является более точным, чем метод Тернера.

Эти модели для определения критической скорости газа изначально были разработаны для вертикальных скважин. Они имеют серьезные недостатки при прогнозировании критической скорости газа в горизонтальных скважинах. В отличие от вертикальных скважин в горизонтальных и пологих нефтяных или газовых скважинах на расчет критической скорости газа влияет вид траектории горизонтального ствола скважины. А. С. Нагу и др. [17] предложили проверенное на практике, точное и простое аналитическое уравнение (1) для расчета критической скорости газа в горизонтальных скважинах, как функции диаметра ствола, зенитного угла, а также свойств жидкости.

$$V_{г,кр} = \left(\frac{\rho_{в} - \rho_{г}}{40(\rho_{г} \sigma_{г,в})^{1/2}} \right) g \cos \Theta D_H^{3/2}, \quad (1)$$

где $V_{г,кр}$ — критическая скорость газа, м/с; $\rho_{в}$ — плотность воды в стволе скважины, кг/м³; $\rho_{г}$ — плотность газа в стволе скважины, кг/м³; $\sigma_{г,в}$ — поверхностное натяжение газ — жидкость в стволе скважины, Н/м; Θ — угол рассматриваемого участка относительно горизонтальной оси x,°; g — ускорение свободного падения, $g = 9,8$ м/с²; D_H — гидравлический диаметр трубопровода, м.

Скорость потока газа в горизонтальных скважинах

Скорость потока газа в горизонтальных скважинах определяется путем совместного решения уравнений фильтрации газа к горизонтальному стволу с уравнениями распределения давления в стволе. Рассмотрим одномерно-анизотропный пласт, который вскрывает обсаженная и перфорированная горизонтальная газовая скважина. В дальнейшем под горизонтальной будем понимать также пологую либо со стволом сложного профиля газовую скважину. Поступление газа в скважину осуществляется через перфорационные отверстия, приток к каждому из которых радиально-сферический. Кровля и подошва пласта непроницаемы, пласт бесконечен по простиранию. Каждое перфорационное отверстие рассматривается как нестационарный точечный сток. В результате распределение функции Лейбензона вокруг каждого отверстия в пласте можно описать уравнением (2), полученным в работе [18] для пологого ствола. В другой публикации [19] авторы показали возможность использования этой формулы для определения режима работы горизонтальной скважины независимо от траектории ствола (пологого либо сложного профиля).

$$\Delta F_j = \sum_{i=1}^N \frac{m_i \mu}{8\pi^{3/2} K_h \chi_z^{0.5}} \int_0^t \frac{1}{t^{3/2}} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left\{ \exp \left[\frac{-(x_j - x_i)^2}{4 \chi t} - \frac{(z_j - z_i + 2nh)^2}{4 \chi_z t} \right] + \exp \left[\frac{-(x_j - x_i)^2}{4 \chi t} - \frac{(z_j + z_i + 2nh)^2}{4 \chi_z t} \right] \right\} dt \quad (2)$$

$j=1 \div N,$

где $\Delta F_j = (F_{пл} - F_3)_j$ — депрессия для функции Лейбензона для j -го отверстия, $\text{кг} \cdot \text{Па} / \text{м}^3$; m_i — массовый дебит i -го отверстия с координатами (x_i, y_i) , $\text{кг} / \text{с}$; μ — вязкость газа, $\text{Па} \cdot \text{с}$; K_h — проницаемость по горизонтали, м^2 ; χ — коэффициент пьезопроводности по направлениям x и y , $\text{м}^2 / \text{с}$; χ_z — коэффициент пьезопроводности по направлению z , $\text{м}^2 / \text{с}$; t — время, с ; h — толщина пласта, м ; n — число отображений; N — число перфорационных отверстий.

Движение газа высокого давления в перфорированном стволе с равномерным постоянным подъемом описывается стационарным уравнением (3) [20]. Схема потока по стволу приведена на рисунке 3.

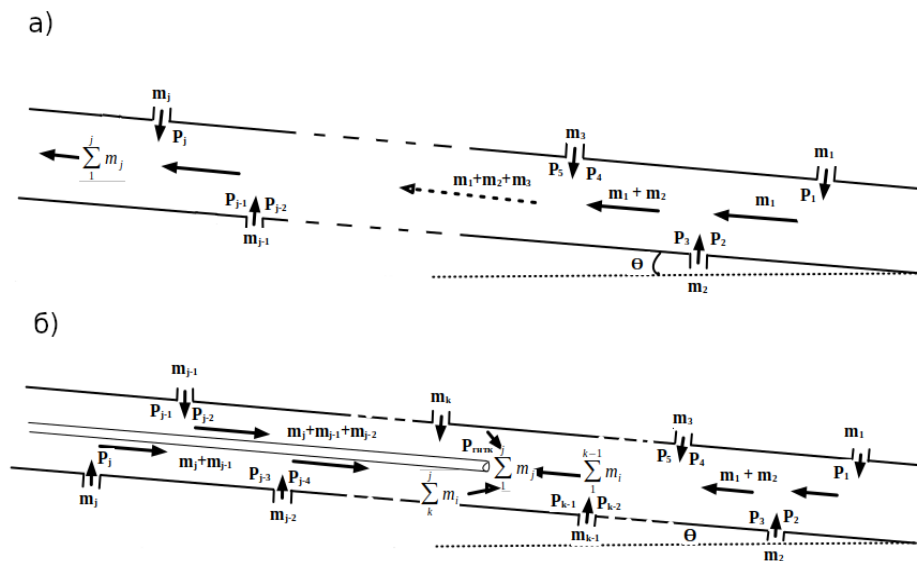


Рис. 3. Схема потока по стволу горизонтальной скважины:
а) до спуска ГНКТ в ствол; б) после спуска ГНКТ

$$P_i^2 e^{-bc} - P_{i+1}^2 = \frac{\lambda M_i^2 \bar{Z} \bar{R} T_i L}{S^2 D} \cdot \frac{1 - e^{-bc}}{b}. \quad (3)$$

Коэффициенты b и c определяются следующими формулами:

$$b = \frac{2g\Delta z}{\bar{Z} \bar{R} T_i}, \quad (4)$$

$$c = 1 + \frac{D\alpha}{\lambda L} \ln \left(\frac{2g\Delta z + \lambda L \omega_2^2}{2g\Delta z + \lambda L \omega_1^2} \right), \quad (5)$$

где P — давление в трубопроводе (перфорированном хвостовике) в точке с координатами (x, z) , Па ; T — температура потока в точке с координатами (x, z) , К ; ω — скорость потока в точке с координатами (x, z) , $\text{м} / \text{с}$;

λ — коэффициент гидравлического сопротивления, б/р; D — внутренний диаметр трубы, м; S — площадь поперечного сечения трубы, м²; α — коэффициент, учитывающий характер потока, для ламинарных потоков $\alpha = 2$, для турбулентных $\alpha = 1,1$, б/р; M_i — масса газа, проходящего в единицу времени через сечение площадью S после i -го отверстия, кг/с; $\bar{Z}$ — коэффициент сверхсжимаемости газа, б/р; $\bar{R}$ — универсальная газовая постоянная, Дж/(кг·К); Δz — разность отметок конечной и начальной точек рассматриваемого участка, м; L — длина рассматриваемого участка, м.

Алгоритм расчета скорости потока газа при установке ГНКТ в интервале горизонтального ствола

Алгоритм расчета выноса воды из горизонтального ствола с применением ГНКТ.

1. Определим положение ГНКТ в стволе.
2. Задаем начальное приближение массовых расходов m_i^0 для каждого из перфорационных отверстий.
3. Зная массовые расходы, находим распределение функции Лейбензона в пласте по уравнению (2).
4. Рассчитываем распределение давления в стволе, на уровне и после каждого отверстия, применяя уравнение (3) слева и справа от положения ГНКТ, как приведено на рисунке 3.
5. Зная давление, находим депрессию функции Лейбензона для каждого перфорационного отверстия ΔF_j в горизонтальном стволе скважины на данной итерации.
6. Решая систему уравнений (2), находим новые значения массовых расходов m_i вдоль ствола.
7. Проверяем, достигнута ли необходимая точность решения, $\max(m_i - m_i^0) > \varepsilon$.
8. Если условие 7 выполняется, то скорость потока газа и минимальная скорость для удаления воды найдены, иначе возвращаемся к шагу 2.

Экспериментальная часть

Рассмотрим однородно-анизотропный газовый пласт с непроницаемыми кровлей и подошвой, который вскрывает обсаженная и перфорированная горизонтальная скважина. Исходные данные, использованные для моделирования, представлены в таблице, а траектория ствола горизонтальной газовой скважины — на рисунке 4.

Как видно из рисунка 4, скважина перфорирована на пяти интервалах ([50–80 м], [110–160 м], [200–250 м], [280–330 м], [370–440 м]), плотность перфорации составляет 2 отв/м.

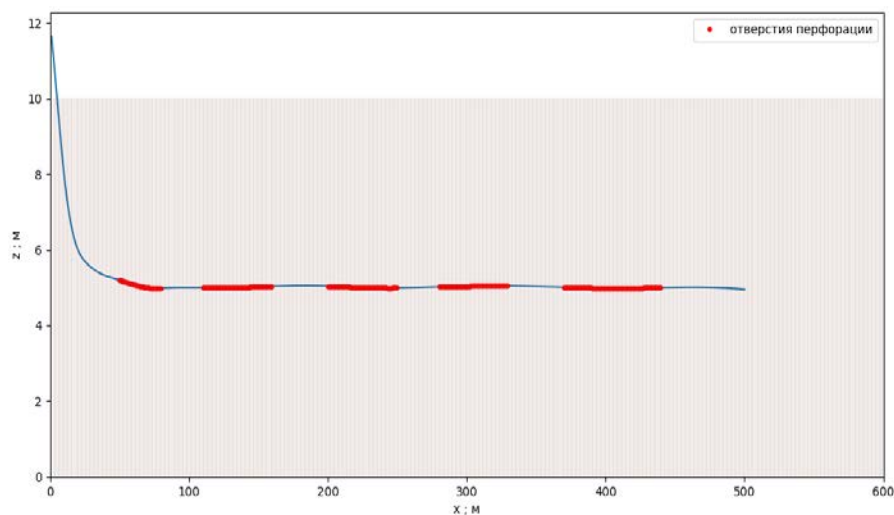


Рис. 4. Траектория исследуемого горизонтального ствола

Исходные данные для численного моделирования

Параметр	Значение
Пластовое давление	7 МПа
Пластовая температура	350 К
Проницаемость по горизонтали	$90 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$
Проницаемость по вертикали	$8 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$
Пористость	0,18
Толщина	10 м
Вязкость газа	$10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}$
Внутренний диаметр	120 мм
Плотность перфорации	2 отв/м

В качестве эксперимента нужно моделировать сначала условия работы скважины перед установкой гибкой трубы, то есть рассчитать профиль скорости потока газа и критическую скорость, а также оценить возможность накопления воды в скважине. Во второй части эксперимента моделируется режим работы скважины после установки ГНКТ в нескольких положениях и для разных диаметров, чтобы определить необходимые положение и диаметр ГНКТ, обеспечивающий вынос воды из горизонтального ствола.

Моделирование распределения скорости потока газа до установки ГНКТ

Результаты расчета профилей скорости потока газа вдоль горизонтального ствола скважины, при различных депрессиях 0,5; 1, 2, 3 МПа, а также критической скорости для каждой депрессии, представлены на рисунке 5.

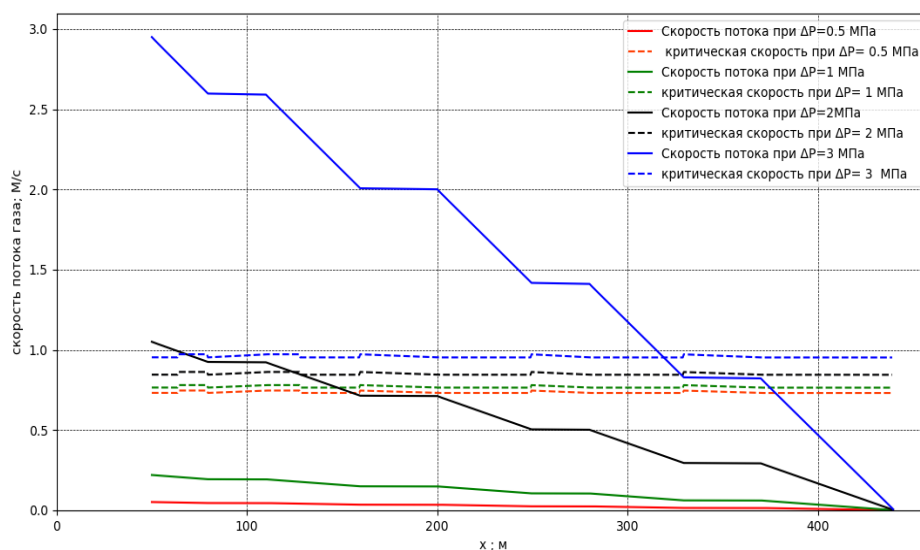


Рис. 5. Профиль скорости потока газа при различных депрессиях

Как видно из рисунка 5, профиль скорости в большинстве случаев ниже критической скорости, необходимой для обеспечения удаления жидкости, поэтому для повышения скорости выше критической требуется депрессия более 3 МПа, что не всегда допустимо, особенно если месторождение находится на завершающей стадии разработки. Поэтому необходимо увеличение скорости потока газа в горизонтальном стволе для удаления воды.

Моделирование режима работы скважины после установки ГНКТ

Используя представленный выше алгоритм, можно моделировать режим работы скважины независимо от положения гибкой трубы и ее диаметра. В данном случае были исследованы четыре разных диаметра и смоделировано перемещение ГНКТ по стволу скважины с фиксированной депрессией ($\Delta P = 1$ МПа). В этом случае удобно ввести коэффициент для оценки выноса жидкости из ствола при каждом положении гибкой трубы путем деления длины части ствола с профилем скорости ниже критической на общую длину ствола во время перемещения гибкой трубы. Результаты представлены на рисунке 6.

$$\text{Коэффициент оценки удаления жидкости} = \left(1 - \frac{\sum L_{кр_i}}{L_{об}}\right) \cdot 100 \%,$$

где $L_{кр_i}$ — длина участка ствола, на котором профиль скорости потока газа ниже критической скорости, необходимой для удаления жидкости, м;
 $L_{об}$ — общая длина ствола, м.

Результаты расчетов на рисунке 6 показывают, что установка гибкой трубы в начале ствола обеспечит получение профиля скорости на 73 % выше критической скорости, что является значительным улучшением по сравнению с результатами, представленными на рисунке 5, где профиль скорости полностью ниже критической скорости при депрессии 1 МПа до установки ГНКТ.

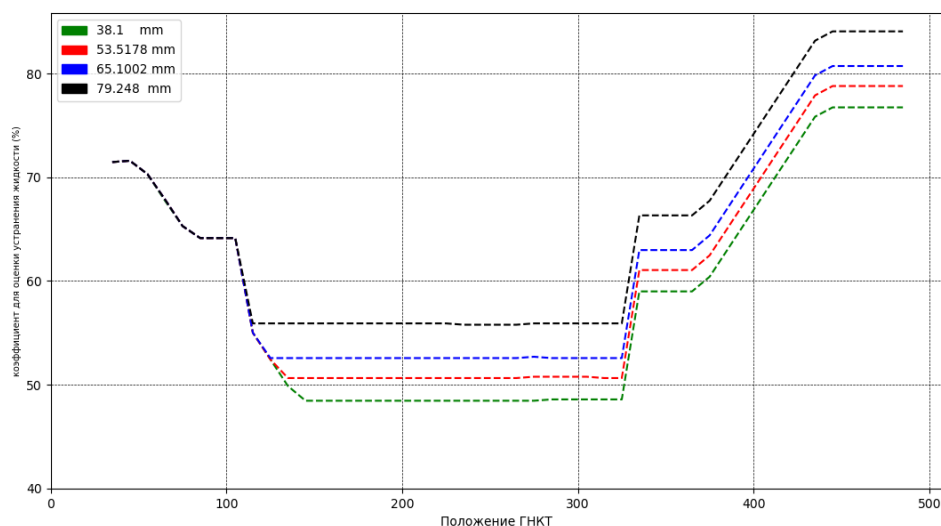


Рис. 6. Коэффициент для оценки удаления жидкости из ствола скважины при перемещении ГНКТ

Но оптимальное положение для установки гибкой трубы является в конце ствола, немного в стороне от перфорации, так как гибкая труба создаст кольцевое пространство и тем самым уменьшит диаметр потока, что увеличит скорость потока газа. С другой стороны, такое уменьшение диаметра потока приведет к дополнительным потерям давления, что повлияет на общий расход добычи. Таким образом, для определения влияния данной конфигурации колтюбинга в скважине на дебит на рисунке 7 представлены расчеты общего дебита скважины в зависимости от положения ГНКТ в скважине.

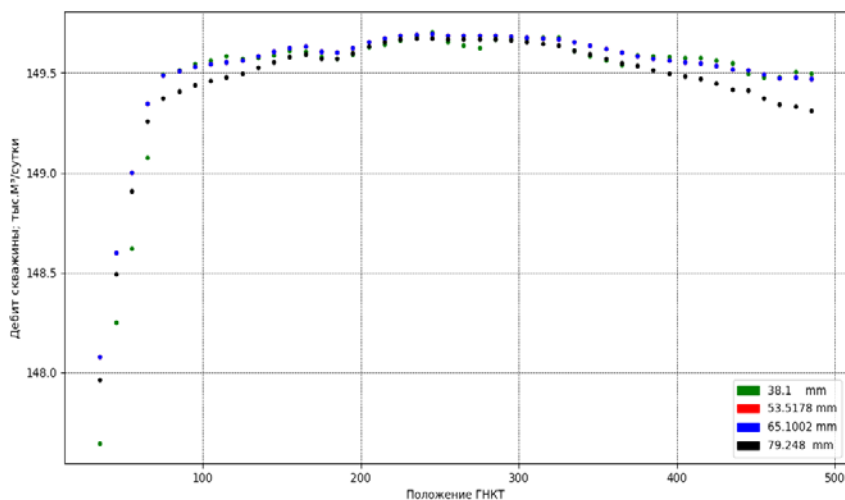


Рис. 7. Дебит скважины при движении гибкой трубы в горизонтальном стволе с депрессией 1 МПа

Итак, для достижения максимального дебита необходимо расположить гибкую трубу в центре перфорированной зоны, но это дает плохие результаты с точки зрения удаления воды.

Однако можно найти оптимальный баланс между максимальным расходом и максимальным удалением воды, установив в конце ствола гибкую трубу диаметром 53,51 или 65,1 мм, которая обеспечит удаление воды на 80 % и более высокий расход (кривые, представляющие два диаметра, почти совпадают друг с другом, см. рис. 7), чем гибкая труба диаметром 79,24 мм. И с целью сравнения профилей скорости потока газа до установки гибкой трубы (представлен на рисунке 5) и после ее установки на конце ствола результаты расчетов профилей скорости этих четырех диаметров ГНКТ (расположенных на положении $X_{\text{ГНКТ}} = 450$ м) представлены на рисунке 8.

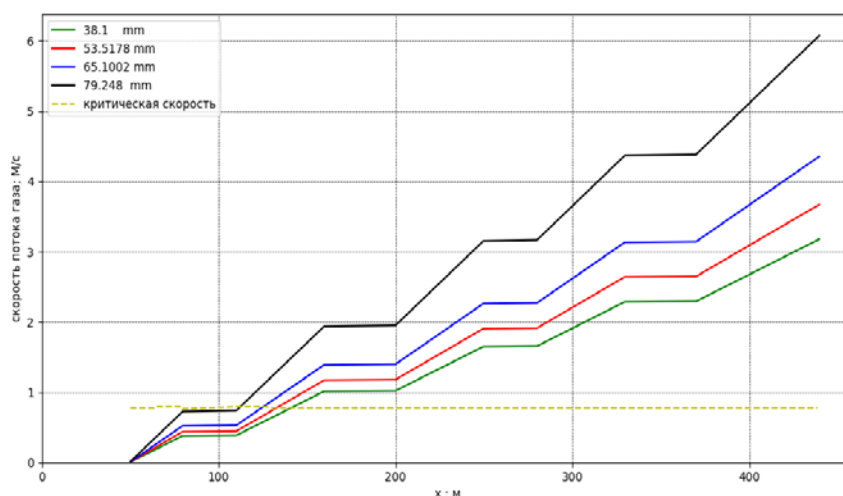


Рис. 8. Профиль скорость потока газа после установки гибкой трубы на конце, $\Delta P = 1$ МПа

Таким образом, на рисунке 8 показано, как установка гибкой трубы в этом положении улучшит удаление воды за счет увеличения скорости газа вдоль ствола скважины выше требуемой критической скорости, по сравнению с результатами без ГНКТ (см. рис. 5).

Выводы

- Разработан алгоритм расчета скорости потока газа при установке ГНКТ в горизонтальных газовых скважинах.
- Получено и исследовано решение для удаления жидкости из горизонтальных газовых скважин с помощью ГНКТ.
- Проведена оценка влияния использования разных диаметров ГНКТ и их перемещения по стволу на дебит скважины и степень удаления воды.
- Определены диаметр ГНКТ и ее положение для максимального дебита газа и максимального удаления воды.

Список источников

1. Ли, Дж. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин : технологические решения по удалению жидкости из скважин / Дж. Ли, Г. Никенс, М. Уэллс ; под редакцией С. Г. Вольпина, И. В. Шулятикова. – Москва : Премиум Инжиниринг, 2008. – 365 с. – Перевод изд.: Gas well deliquification / James Lea, Henry Nickens, Michael Wells, 2003. – Текст : непосредственный.
2. Harms, L. K. K. Wellhead Compression on Tight Gas Wells in the Long Run : A Follow-Up Case History on Seven Years of Success in Lobo / L. K. K. Harms. – Text : electronic // Tight Gas Completions Conference, San Antonio, Texas, USA, November, 02, 2010. – URL: <https://doi.org/10.2118/138488-MS>.
3. Pipe-Diameter Effect on Liquid Loading in Vertical Gas Wells / A. Skopich, E. Pereyra, C. Sarica, M. Kelkar. – DOI 10.2118/164477-PA. – Direct text // SPE Production & Operations. – 2015. – Vol. 30, Issue 02. – P. 164–176.
4. Yang, J. Foam for gas well deliquification / J. Yang, V. Jovancicevic, S. Ramachandran. – DOI 10.1016/j.colsurfa.2006.10.011. – Direct text // Colloids and Surfaces A : Physicochemical and Engineering Aspects. – 2007. – Vol. 309, Issues 1–3. – P. 177–181.
5. Transient Modeling of Plunger Lift for Gas Well Deliquification / Q. Zhao, J. Zhu., G. Cao [et al.]. – DOI 10.2118/205386-PA. – Direct text // SPE Journal. – 2021. – Vol. 26, Issue 05. – P. 2928–2947.
6. Проблемы эксплуатации обводняющихся скважин газовых месторождений в стадии падающей добычи / А. С. Епрынцев, П. С. Кротов, А. В. Нурмакин, А. Н. Киселев. – Текст : непосредственный // Вестник Оренбургского государственного университета. – 2011. – № 16 (135). – С. 41–45.
7. Шестакова, А. В. Обоснование выбора режима эксплуатации обводняющихся скважин / А. В. Шестакова. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2011. – № 3 (657). – С. 34–35.
8. Шестакова, А. В. Технологические параметры эксплуатации скважин на завершающей стадии разработки месторождений / А. В. Шестакова. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2011. – № 2 (656). – С. 10–11.
9. Шестакова, А. В. Обоснование технологического режима эксплуатации обводняющихся газовых скважин : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Шестакова Алла Владимировна ; Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина. – Москва, 2013. – 148 с. – Текст : непосредственный.
10. Технология удаления жидкости с забоев горизонтальных скважин Восточно-Таркосалинского месторождения / Е. В. Паникаровский, А. И. Мальцев, А. В. Кустышев [и др.]. – Текст : непосредственный // Наука и ТЭК. – 2011. – № 7. – С. 54–57.
11. Проблемы разработки месторождений с малым этажом газоносности на начальной стадии обводнения / А. В. Кустышев, А. И. Мальцев, Е. В. Паникаровский [и др.]. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. – № 2 (98). – С. 85–91.
12. Новое техническое решение для удаления жидкости из обводненных газовых и газоконденсатных скважин / А. Н. Дроздов, Ж. Б. Мугишо, Е. И. Горелкина [и др.]. – Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. – 2021. – № 1–2. – С. 56–62.

13. An Innovative Integrated Methodology to Deliquify Gas Well Using In-Well Live Performance Coiled Tubing for Velocity String Selection and Deployment : A Case Study in Saudi Arabia / S. A. Asel, F. A. Gomez, D. Ahmed [et al.]. – Text : electronic // SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, March, 2014. – URL: <https://doi.org/10.2118/168258-MS>.
14. De Jonge, R. M. Liquid unloading of depleted gas wells in the North Sea and Continental Europe, using Coiled Tubing, Jointed Pipe Velocity / Insert Strings, and Microstrings / R. M. De Jonge, U. A. M. Tousis. – Text : electronic // SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, U.S.A., March, 2007. – URL: <https://doi.org/10.2118/107048-MS>.
15. Turner, R. G., Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from gas wells / R. G. Turner, M. G. Hubbard, A. E. Dukler. – DOI 10.2118/2198-PA. – Direct text // Journal of Petroleum technology. – 1969. – Vol. 21, Issue 11. – P. 1475–1482.
16. Guo, B. A Systematic Approach to Predicting Liquid Loading in Gas Wells / B. Guo, A. Ghalambor, C. Xu. – DOI 10.2118/94081-PA. – Direct text // SPE Production & Operations. – 2006. – Vol. 21, Issue 01. – P. 81–88.
17. A Simple Critical Gas Velocity Equation as Direct Functions of Diameter and Inclination for Horizontal Well Liquid Loading Prediction : Theory and Extensive Field Validation / A. S. Nagoo, P. M. Kulkarni, C. Arnold [et al.]. – Text : electronic // SPE Artificial Lift Conference and Exhibition – Americas, The Woodlands, Texas, USA, August, 28–30, 2018. – URL: <https://doi.org/10.2118/190921-MS>.
18. Сохошко, С. К. Развитие теории фильтрации к пологим и горизонтальным газовым и нефтяным скважинам и ее применение для решения прикладных задач : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Сохошко Сергей Константинович ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2008. – 211 с. – Текст : непосредственный.
19. Сохошко, С. К. Особенности притока газа к горизонтальному стволу скважины при различных его траекториях / С. К. Сохошко, С. Мадани. – DOI 10.31660/0445-0108-2021-6-90-102. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – № 6. – С. 90–102.
20. Бобровский, С. А. Движение газа в газопроводах с путевым отбором / С. А. Бобровский, С. Г. Щербаков, М. А. Гусейн-Заде. – Москва : Наука, 1972. – 192 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Lee, J, Nickens, H., & Wells, M. (2003). Gas well deliquification. Netherlands, Elsevier Publ., 588 p. (In English).
2. Harms, L. K. K. (2010). Wellhead Compression on Tight Gas Wells in the Long Run: A Follow-Up Case History on Seven Years of Success in Lobo. Tight Gas Completions Conference, San Antonio, Texas, USA, November, 02, 2010. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/138488-MS>
3. Skopich, A., Pereyra, E., Sarica, C., & Kelkar, M. (2015). Pipe-Diameter Effect on Liquid Loading in Vertical Gas Wells. SPE Production & Operations, 30(02), pp. 164-176. (In English). DOI: 10.2118/164477-PA

4. Yang, J., Jovancicevic, V., & Ramachandran, S. (2007). Foam for gas well deliquification. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 309(1-3), pp. 177-181. (In English). DOI: 10.1016/j.colsurfa.2006.10.011
5. Zhao, Q., Zhu, J., Cao, G., Zhu, H., & Zhang, H. Q. (2021). Transient Modeling of Plunger Lift for Gas Well Deliquification. *SPE Journal*, 26(05), pp. 2928-2947. (In English). DOI: 10.2118/205386-PA
6. Epryntsev, A. S., Krotov, P. S., Nurmakin, A. V., & Kiselev, A. N. (2011). Exploitation problems of liquid loaded wells of gas fields on declining production. *Vestnik Orenburg State University*, (16 (135)), pp. 41-45. (In Russian).
7. Shestakova, A. V. (2011). Obosnovanie vybora rezhima ekspluatatsii obvodnyayushchikhsya skvazhin. *Gas Industry*, (3(657)), pp. 34-35. (In Russian).
8. Shestakova, A. V. (2011). Tekhnologicheskie parametry ekspluatatsii skvazhin na zavershayushchey stadii razrabotki mestorozhdeniy. *Gas Industry*, (2(656)), pp. 10-11. (In Russian).
9. Shestakova, A. V. (2013). Obosnovanie tekhnologicheskogo rezhima ekspluatatsii obvodnyayushchikhsya gazovykh skvazhin. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Moscow, 148 p. (In Russian).
10. Panikarovskiy, E. V., Maltsev, A. I., Kustyshev, A. V., Shepotko, N. V., Glushchenko, T. V., & Magomedova, M. K. (2011). Tekhnologiya udaleniya zhidkosti s zaboev gorizonta'nykh skvazhin Vostochno-Tarkosalinskogo mestorozhdeniya. *Nauka i TEK*, (7), pp. 54-57. (In Russian).
11. Kustyshev, A. V., Maltsev, A. I., Panikarovskiy, E. V., Yakimov, I. E., Magomedova, M. K., Shepotko, N. V., & Glushchenko, T. V. (2013). Problems of development of fields with a low gas column at an early stage of flooding. *Higher Educational Institutions News. Neft' i Gaz*, (2(98)), pp. 85-91. (In Russian).
12. Drozdov, A. N., Mugisho, J. B., Gorelkina, E. I., Gorbyleva, Ya. A., Ludupov, V. B., & Volkov, V. B. (2021). A New Technical Solution for Liquid Removal from Flooded Gas and Gas Condensate Wells. *Oil and Gas Territory*, (1-2), pp. 56-62. (In Russian).
13. Asel, S. A., Gomez, F. A., Ahmed, D., Baez, F., Elsherif, T., Kneina, M. A., & Kharrat, W. (2014). An Innovative Integrated Methodology to Deliquify Gas Well Using In-Well Live Performance Coiled Tubing for Velocity String Selection and Deployment: A Case Study in Saudi Arabia. *SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, March, 2014*. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/168258-MS>
14. De Jonge, R. M., & Tousis, U. A. M. (2007). Liquid Unloading of Depleted Gas Wells in the North Sea and Continental Europe, Using Coiled Tubing, Jointed Pipe Velocity/Insert Strings, and Microstrings. *SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, U.S.A., March, 2007*. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/107048-MS>
15. Turner, R. G., Hubbard, M., & Dukler, A. (1969). Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells. *Journal of Petroleum Technology*, 21(11), pp. 1475-1482. (In English). DOI: 10.2118/2198-PA
16. Guo, B., Ghalambor, A., & Xu, C. (2006). A Systematic Approach to Predicting Liquid Loading in Gas Wells. *SPE Production & Operations*, 21(01), pp. 81-88. (In English). DOI: 10.2118/94081-PA

17. Nagoo, A. S., Kulkarni, P. M., Arnold, C., Dunham, M., Sosa, J., & Oyewole, P. O. (2018). A Simple Critical Gas Velocity Equation as Direct Functions of Diameter and Inclination for Horizontal Well Liquid Loading Prediction: Theory and Extensive Field Validation. SPE Artificial Lift Conference and Exhibition - Americas, The Woodlands, Texas, USA, August, 2018. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/190921-MS>
18. Sokhoshko, S. K. (2008). Razvitie teorii fil'tratsii k pologim i gorizont'al'nym gazovym i neftyanyam skvazhinam i ee primeneniye dlya resheniya prikladnykh zadach. Diss. ... dokt. techn. nauk. Tyumen, 211 p. (In Russian).
19. Sokhoshko, S. K., & Madani, S. (2021). Features of gas inflow to a horizontal wellbore at various trajectories. Oil and Gas Studies, (6), pp. 90-102. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2021-6-90-102
20. Bobrovskiy, S. A., Shcherbakov, S. G., & Guseyn-Zade, M. A. (1972). Dvizheniye gaza v gazoprovodakh s putevym otborom. Moscow, Nauka Publ., 192 p. (In Russian).

Информация об авторах

Information about the authors

Мадани Салах, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Salah Madani, Postgraduate at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Сохошко Сергей Константинович, доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, sohoshkosk@tyuiu.ru

Sergey K. Sokhoshko, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, sohoshkosk@tyuiu.ru

Статья поступила в редакцию 25.05.2022; одобрена после рецензирования 07.06.2022; принята к публикации 03.07.2022.

The article was submitted 25.05.2022; approved after reviewing 07.06.2022; accepted for publication 03.07.2022.