

МЕТОД ОПТИМИЗАЦИИ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА В ЗАТРУБНОМ ПРОСТРАНСТВЕ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ

METHOD OF GAS PRESSURE OPTIMIZATION IN PRODUCING WELL ANNULUS

В. В. Белозеров
Viktor V. Belozеров

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

В. П. Жулаев
Valery P. Zhulaev

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Р. У. Рабаев
Ruslan U. Rabaev

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

М. Я. Хабибуллин
Marat Ya. Khabibullin

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет, филиал,
г. Октябрьский,
Российская Федерация

Ufa State Petroleum Technological
University, Branch,
Oktyabrskiy, Russian Federation

К. Р. Уразаков
Kamil R. Urazakov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Процесс добычи нефти штанговыми установками, в особенности при высоком газосодержании пластового флюида, сопровождается накоплением нефтяного газа в затрубном пространстве скважин. Рост затрубного давления газа обуславливает увеличение противодавления на пласт и ряд других негативных последствий, для исключения которых применяются различные технологии для откачки газа из затрубного пространства добывающих скважин.

В статье рассмотрена задача оптимизации давления газа в затрубном пространстве путем откачки газа компрессором с постоянной скоростью. Предложены конструкция подвешенного плунжерного компрессора с приводом от балансира станка-качалки и метод расчета технологических параметров компрессора, основанный на балансе подачи компрессора и объемного расхода отсепарированного газа в затрубное пространство. Разработан двухэтапный алгоритм расчета параметров оптимального технологического режима эксплуатации скважины. В качестве критерия оптимизации предложено совместное выполнение условий: обеспечения допустимой объемной доли газа на приеме, минимального погружения насоса под динамический уровень, максимизации дебита скважины.

Для оценки эффективности предложенной технологии эксплуатации скважины и расчета прироста дебита скважины при работе компрессора предложена математическая модель многофазного стационарного течения газожидкостной смеси в стволе скважины, эксплуатируемой штанговой насосной установкой, учитывающая равновесные процессы выделения и растворения нефтяного газа, эффекты проскальзывания (дрейфа) нефтяной и газовой фаз, режи-

Ключевые слова

штанговая насосная установка;
компрессор;
затрубное пространство;
динамический уровень; градиент
давления; нефтяной газ;
проскальзывание;
механистическая модель

ма течения потока в обсадной колонне и кольцевом затрубном пространстве.

Результаты расчетов подтверждают, что применение компрессоров для откачки газа из затрубного пространства позволяет получить существенный прирост дебита жидкости и нефти, который зависит от параметров и свойств откачиваемой продукции, эксплуатационных характеристик пласта и баротермических условий.

The process of oil production using sucker rod-pumping installations, especially with high gas content of formation fluid, is accompanied by accumulation of oil gas in the annulus of wells. The growth of the annular gas pressure causes an increase in the back pressure on the reservoir and a number of other negative consequences, to exclude which various technologies are used to pump out gas from the annular space of production wells.

The article considers the problem of optimizing the gas pressure in the annulus by pumping gas with a compressor at a constant speed. The design of the suspended plunger compressor driven by the balance of the pumping unit and the method for calculating the technological parameters of the compressor based on the balance of the compressor supply and the volumetric flow rate of the separated gas into the annulus are proposed. A two-stage algorithm for calculating the parameters of the optimal technological mode of well operation has been developed. As an optimization criterion, joint fulfillment of the following conditions was proposed: ensuring the permissible volume fraction of gas at the inlet, minimum pump immersion under the dynamic level, and maximizing the flow rate of the well.

To assess the effectiveness of the proposed well operation technology and to calculate the increase in well flow rate during compressor operation, a mathematical model of a multiphase stationary gas-liquid mixture flow in a wellbore operated by a pumping pump unit, taking into account the equilibrium processes of separation and dissolution of oil gas, the effects of oil and gas phase slip, is proposed.

The calculation results confirm that the use of compressors for pumping gas from the annulus allows one to obtain a significant increase in the flow rate of liquid and oil, which depends on the parameters and properties of the pumped product, the operational characteristics of the formation and barothermal conditions.

Введение

Разработка методов увеличения эффективности эксплуатации малодебитного фонда скважин, численность которого закономерно возрастает в связи с переходом ряда месторождений на завершающую стадию эксплуатации, становится на сегодняшний день одной из главных задач механизированной добычи нефти. Наиболее действенными методами ее решения являются: обеспечение достижения эксплуатационного потенциала скважин за счет увеличения притока пластового флюида и повышения надежности и безотказной работы насосного оборудования.

Одним из негативных факторов, в значительной степени препятствующим интенсификации добычи нефти, в частности при эксплуатации скважин установками скважинных штанговых насосов (УСШН), получивших широкое распространение при разработке

малодебитного фонда скважин, является накопление в затрубном пространстве попутного нефтяного газа. Повышение давления газа в затрубном пространстве приводит к росту забойного давления, снижению депрессии и притока пластового флюида. Кроме того, накопление в затрубном пространстве газа, отсепарировавшегося на приеме штангового насоса, способствует «оттеснению» динамического уровня жидкости и его снижению, вплоть до приема штангового насоса. Отрицательное влияние газа на приеме, обусловленное снижением подачи насоса за счет роста объемной доли свободного газа в продукции скважины, а также повышением риска теплового заклинивания плунжера в цилиндре, еще более снижают эффективность насосной эксплуатации.

Таким образом, задача оптимизации давления газа в затрубном пространстве с точки

Key words

sucker-rod pumping installation; compressor; bore-hole annulus; flowing level; pressure gradient; petroleum gas; slipping; mechanistic model

зрения рентабельной эксплуатации нефтяных скважин является одной из актуальных и ключевых задач. Для снижения затрубного давления газа применяются различные технологии и технические средства. На практике большинство скважин оборудовано устьевым обратным клапаном, перепускающим газ из затрубного пространства в выкидную линию при превышении давления в затрубном пространстве давления на устье. Низкая эффективность данного способа обусловлена высоким давлением в выкидной линии (до 4 МПа), а также нарушением нормальной работы клапанов в условиях низкой температуры окружающей среды.

Для принудительной откачки газа из затрубного пространства скважин, оборудованных установками электроцентробежного и штангового насосов, в выкидную линию применяются эжекторы, устанавливаемые в колонне насосно-компрессорных труб над уровнем жидкости или на устье [1, 2]. Известна технология снижения давления газа в затрубном пространстве с помощью струйного насоса, установленного непосредственно в скважине, эксплуатируемой установкой электроцентробежного или винтового насоса [3].

Откачка газа из затрубного пространства возможна также путем применения дополнительных плунжеров, устанавливаемых на колонне штанг [4]. Для снижения давления в затрубном пространстве скважин распространение получила технология откачки газа, основанная на применении подвесных плунжерных компрессоров с приводом от балансира станка-качалки. Компрессор выполняется одноступенчатым: в такте сжатия нагнетает газ из своей полости в выкидную линию (коллектор), а в такте всасывания обеспечивает поступление в рабочую полость компрессора газа из затрубного пространства скважины. Опыт применения технологии принудительной откачки газа из затрубного пространства показал среднее увеличение дебита нефти в скважине на величину 3–5 т/сут при максимальном увеличении до 20–30 т/сут [5].

Для расчетов параметров оптимального режима откачки газа из затрубного пространства, прогнозирования эффективности технологии и расчета ожидаемого прироста дебита для каждой конкретной скважины необходимо знание ряда эксплуатационных характеристик, в частности динамики изменения давления и разгазирования нефти по стволу добы-

вающей скважины. Решение поставленных задач возможно путем моделирования работы скважины и процессов течения газожидкостного потока в системе «пласт — скважина — насосная установка».

В настоящее время существует несколько подходов к гидродинамическому моделированию многофазного потока в скважине, базирующихся на численном решении уравнений Навье-Стокса, или уравнений, полученных на их основе [2, 6, 7]. Математическая модель нестационарного течения двухфазного потока в вертикальном кольцевом сечении на основе решения уравнений Навье-Стокса, разработанная для оценки эффективности применения устьевого эжектора при откачке газа из затрубного пространства скважины, эксплуатируемой УСШН, рассмотрена в работе [6]. Расчет распределения параметров многофазного потока производился для полости насосно-компрессорных труб. Авторами показана способность эжектора поддерживать давление в затрубном пространстве в заданном интервале значений и регулировать динамический уровень.

Расчет параметров откачки газа из затрубного пространства скважины стационарным компрессором, перепускающим газ из затрубного пространства в выкидную линию в режиме постоянного расхода, рассмотрен в работе [8]. При расчетах использовались простейшие допущения постоянства плотности жидкости по глубине скважины, что в общем случае может привести к существенным погрешностям при расчете.

В настоящей статье рассматривается технология, основанная на снижении давления в затрубном пространстве с помощью компрессора, откачивающего газ из затрубного пространства и перепускающего его в выкидную линию скважины, причем компрессор встраивается в кинематику станка-качалки так, чтобы для нагнетания газа в выкидную линию скважины использовались неуравновешенные силы штанговой колонны при ее нисходящем ходе (рисунок 1).

Модель стационарного многофазного течения смеси в скважине

Расчет стационарного течения трехфазного газожидкостного потока в системе «скважина — пласт — насос» производится с детальным поинтервальным расчетом параметров многофазного потока по глубине скважины, равновесных процессов выделения

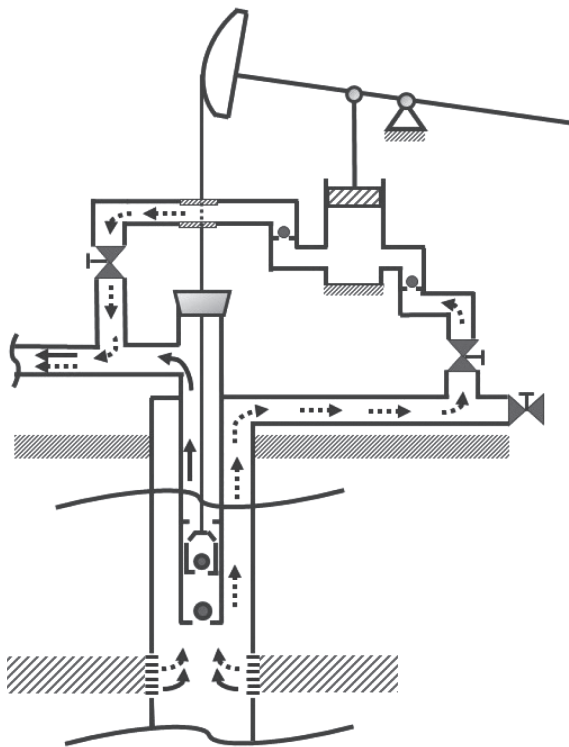


Рисунок 1. Схема штанговой установки с подвесным компрессором (стрелками показано направление потоков)

и растворения нефтяного газа, эффекта проскальзывания (дрейфа) нефтяной и газовой фаз, изменения режима течения потока. Математическая модель стационарного течения газожидкостного потока включает в себя уравнения для описания притока пластовой жидкости, ее течения в обсадной колонне до приема штангового насоса, а также подъема пузырьков газа, отсепарировавшихся на приеме, в затрубном пространстве скважины. Моделирование притока жидкости из пласта производится с применением композитной зависимости Вогеля, согласно которой в области забойных давлений выше давления насыщения используется формула линейного притока, а при забойном давлении ниже давления насыщения зависимость дебита от забойного давления приобретает нелинейный характер, описываемый квадратичной зависимостью:

$$Q = \begin{cases} K_0(p_{res} - p_{bh}), & p_{bh} \geq p_b \\ K_0(p_{res} - p_b) + \left(K_0 \frac{p_b}{1.8} \right) \times \\ \times \left(1 - 0.2 \left(\frac{p_{bh}}{p_b} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{bh}}{p_b} \right)^2 \right), & p_{bh} < p_b \end{cases} \quad (1)$$

где p_b — давление насыщения; p_{res} и p_{bh} — соответственно пластовое и забойное давления; K_0 — коэффициент продуктивности сква-

жины при $p_{bh} = p_b$. Для расчета распределения давления в обсадной колонне от кровли продуктивного пласта до приема скважинного штангового насоса используется модель потока дрейфа («drift-flux» [9]), описывающая трехфазное стационарное течение воды, нефти и газа в трубе круглого поперечного сечения. Модель позволяет учитывать взаимное перемещение (проскальзывание) газовой фазы относительно жидкости, а также проскальзывание нефтяной фазы относительно воды в жидкости. Учет вышеперечисленных факторов важен в связи с тем, что при небольшом дебите скважины (до 30 т/сут) ниже приема штангового насоса образуется «стакан» воды, в котором нефтяная фаза всплывает в виде капель, т.е. наблюдается эффект проскальзывания.

В рамках модели *drift-flux* гидравлический расчет газонефтеводяной смеси разбивается на два этапа. На первом этапе нефть и вода представляются единой жидкой фазой со средневзвешенными по потоку свойствами. Истинная скорость газовой фазы с учетом дрейфа пузырьков газа в жидкости определяется согласно формуле:

$$V_g = C_0 V_m + V_d, \quad (2)$$

где C_0 — коэффициент, учитывающий неравномерный профиль скорости пузырьков газа по сечению трубы, определяемый режимом потока [7]; V_m — скорость газожидкостной смеси, представляющая собой сумму приведенных скоростей нефти, воды и газа; V_d — скорость дрейфа пузырьков газа в неподвижной жидкости. Скорость дрейфа в системе «газ — жидкость» рассчитывается согласно зависимости [9]:

$$V_d = \frac{(1 - \alpha_g C_0) C_0 K(\alpha_g) \left(\frac{\sigma_{gl} g (\rho_l - \rho_g)}{\rho_l^2} \right)^{1/4}}{\alpha_g C_0 \sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_l} + 1 - \alpha_g C_0}}, \quad (3)$$

где α_g — истинное объемное содержание газа в потоке; ρ_l, ρ_g — плотности жидкой и газовой фаз соответственно; σ_{gl} — поверхностное натяжение на границе «газ — жидкость»; g — ускорение свободного падения; $K(\alpha_g)$ — коэффициент, определяемый режимом потока в обсадной колонне. Объемная доля газа в потоке с учетом (2) рассчитывается согласно формуле:

$$\alpha_g = \frac{V_{sg}}{C_0 V_m + V_d}, \quad (4)$$

где V_{sg} — приведенная скорость газа.

На втором этапе определяется истинная скорость нефти в системе «нефть — вода» с учетом дрейфа капель нефти в воде. Истинное объемное содержание нефти в водонефтяной смеси H_o определяется аналогичным (4) образом:

$$H_o = \frac{V_{so}}{C_o^* V_l + V_d^*}, \quad (5)$$

где V_{so} — приведенная скорость нефти; V_l — истинная скорость жидкой фазы; V_d^* — скорость проскальзывания капель нефти в воде:

$$V_d^* = 1.53(1 - H_o)^2 \left(\frac{\sigma_{ow} g (\rho_w - \rho_o)}{\rho_w^2} \right)^{1/4}, \quad (6)$$

где ρ_o, ρ_w — плотности нефти и воды соответственно; σ_{ow} — поверхностное натяжение на границе «нефть — вода».

Результирующий градиент давления при многофазном течении складывается из гравитационной составляющей и потерь давления на трение:

$$\frac{dp}{dz} = f_m \frac{\rho_s v_m^2}{2d} + \rho_s g \cos \alpha, \quad (7)$$

где f_m — коэффициент трения; α — угол наклона оси скважины к вертикали; ρ_s — плотность многофазной смеси с учетом проскальзывания фаз.

Расчет градиента давления в *затрубном пространстве* от глубины спуска насоса до динамического уровня производится согласно механистической модели *Hasan-Kabir*, получившей широкое распространение в практике инженерных расчетов в нефтедобыче. Градиент давления в кольцевом затрубном пространстве определяется так же, как и для обсадной колонны, согласно формуле (7), причем полагается, что жидкость в затрубном пространстве представлена нефтью. В модели принимается, что в затрубном пространстве происходит процесс всплытия пузырьков газа в неподвижной жидкости. Скорость дрейфа определяется в зависимости от режима течения.

Расчет изменения давления в *затрубном пространстве* от глубины динамического уровня до устья скважины производится с учетом изменяющейся по глубине плотности газа:

$$\frac{dp}{dz} = \rho_g(p, T) g \cos \alpha, \quad (8)$$

где p, T — соответственно давление и температура газа в затрубном пространстве.

Для расчета изменения давления газожидкостной смеси необходимо знать физические

свойства газа и жидкости, в том числе плотность, вязкость, поверхностное натяжение на границе фаз как функции давления и температуры. Для расчета физических свойств в работе используется комплексный подход, базирующийся на использовании аналитических корреляций, которые широко используются для описания термодинамических свойств нефти, нефтяного газа и воды, и модели нелетучей нефти с учетом равновесных процессов выделения и растворения нефтяного газа [7, 10–12].

Описание расчетной схемы

Оценка эффективности предложенной технологии эксплуатации производится для следующей модели течения (рисунок 1): пластовая жидкость через перфорационные отверстия скважины попадает в эксплуатационную колонну и далее поднимается до приема насоса. При наличии свободного газа на приеме СШН (когда давление в жидкости меньше, чем давление насыщения) часть его сепарируется в затрубное пространство скважины. Жидкость с неотсепарированным газом поступает в полость штангового насоса и далее поднимается в колонне лифтовых труб. Для исключения роста давления газа в затрубном пространстве компрессор, кинематически связанный со станком-качалкой, откачивает газ из затрубного пространства с некоторым постоянным расходом и перепускает его в выкидную линию скважины. При этом давление газа в затрубном пространстве поддерживается постоянным, что препятствует оттеснению и снижению динамического уровня.

В общем случае задача включает расчет дебита жидкости в скважине при текущем технологическом режиме скважины без компрессора, и определение потенциального дебита при работе скважины с компрессором. С точки зрения описания течения многофазного потока в скважине задача сводится к последовательному расчету перепадов давления в обсадной колонне и затрубном пространстве совместно с расчетом объема газа, попадающего в затрубное пространство скважины.

На *первом этапе* производится расчет дебита жидкости для текущего режима скважины, работающей без компрессора. Исходными данными для расчета являются динамический уровень жидкости и затрубное давление газа. Последовательность расчетов следующая.

1. Задается начальное приближение для дебита жидкости;

2. Для известных значений коэффициента продуктивности скважины, пластового давления и давления насыщения с учетом дебита жидкости по формуле (1) рассчитывается давление на забое скважины;

3. С учетом известного притока жидкости из пласта и найденного забойного давления по модели *drift-flux* определяется давление на приеме насоса;

4. Определяется объемный расход газа, сепарируемого в затрубное пространство;

5. Давление газа в затрубном пространстве на глубине динамического уровня рассчитывается с учетом давления на приеме за вычетом давления столба жидкости в затрубном пространстве, определяемой по модели *Hasan-Kabir*;

6. Давление в затрубном пространстве на устье скважины определяется аналогичным образом интегрированием уравнения (8);

7. Если расчетное давление в затрубном пространстве p_z ниже (выше) фактического p_{zf} , то на следующем шаге дебит жидкости уменьшается (увеличивается), и происходит переход к пункту 2, до тех пор, пока разница абсолютных величин $abs(p_{zf} - p_z)$ не окажется меньше заданной погрешности.

Включение в работу компрессора при текущем технологическом режиме работы скважины приводит к постепенному снижению давления газа в затрубном пространстве скважины. Снижение затрубного давления газа обуславливает снижение забойного давления, что, в свою очередь, ведет к повышению притока жидкости из пласта. Поскольку скорость откачки насоса не изменяется, дополнительный приток жидкости из пласта приводит к повышению динамического уровня жидкости и росту забойного давления. Снижение забойного давления и повышение дебита жидкости достигается увеличением скорости откачки (или диаметра насоса), в результате чего динамический уровень снова начинает снижаться, обуславливая снижение давления на приеме. Главными критериями обеспечения оптимального режима эксплуатации являются одновременное выполнение следующих 2 условий:

- обеспечение объемного содержания газа на приеме, не превышающего 25 % [13];
- обеспечение минимального уровня жидкости в затрубном пространстве над

штанговым насосом (принимается равным 200 м).

Ограничение на величину допустимого газосодержания на приеме обусловлено существенным снижением коэффициента наполнения и подачи скважинного штангового насоса с ростом объемной доли свободного газа на приеме. Необходимость обеспечения величины минимального погружения насоса под динамический уровень обусловлена тем фактом, что взаимовлияние добывающих и нагнетательных скважин при изменении условий работы системы поддержания пластового давления (ППД) (остановка нагнетательных или добывающих скважин вследствие сбоев в системе ППД или текущего ремонта скважин) приводит к изменению притока жидкости из пласта и, соответственно, величины динамического уровня в скважине. Возможное снижение динамического уровня до приема насоса приводит к снижению подачи насоса вплоть до срыва подачи за счет влияния газа, и другим негативным последствиям, для исключения которых устанавливается величина минимального уровня жидкости в затрубном пространстве над насосом [13, 14].

С учетом данных условий на *втором этапе* расчетный алгоритм определения дебита жидкости для оптимального режима скважины, работающей с компрессором, выглядит следующим образом.

1. Выполняются шаги 1–3 алгоритма первого этапа: рассчитывается дебит жидкости, забойное давление и давление на приеме.

4. Рассчитывается газосодержание на приеме насоса. Объемное содержание газа определяется функцией растворимости газа в нефти, давлением на приеме и условиями сепарации газа на приеме насоса

$$\alpha_{in} = \frac{Q_{lin}(1-B)(R_{sb} - R_{sin})B_{gin}(1-\sigma_s)}{Q_{lin}(1-B)(R_{sb} - R_{sin})B_{gin}(1-\sigma_s) + Q_{lin}}, \quad (9)$$

где Q_l — дебит жидкости; R_{sb} — газовый фактор; R_s — растворимость газа в нефти; B_g — объемный коэффициент расширения газа; σ_s — коэффициент сепарации; B — обводненность продукции; индекс *in* соответствует термобарическим условиям на приеме насоса.

5. Если объемное содержание газа на приеме больше (меньше) 25 %, то на следующем шаге дебит жидкости уменьшается (увеличивается), и выполняются шаги 2–4, до тех пор, пока объемное газосодержание на приеме не

окажется равным 25 % с заданным приближением.

6. Определяется объемный расход газа, сепарируемого в затрубное пространство.

7. Принимая уровень жидкости в затрубном пространстве равным величине минимального погружения насоса под динамический уровень, по модели *Hasan-Kabir* определяется затрубное давление на глубине динамического уровня и далее на устье

$$p_z = p_{in} - \Delta p_{\text{Hasan-Kabir}}(Q_{gs}, H_d) - \int_{H_d}^0 \rho_g(p, T) g \cos \alpha dz, \quad (10)$$

где Q_{gs} — объемный расход газа в затрубном пространстве; H_d — динамический уровень жидкости.

Разница дебитов, рассчитанных на первом и втором этапах, представляет собой потенциальный прирост дебита жидкости в скважине. Для поддержания в затрубном пространстве заданного давления весь объем газа, непре-

рывно поступающий в затрубное пространство с приема насоса, должен откачиваться компрессором. Параметры откачки и расчетная подача компрессора с учетом баротермических условий затрубного пространства у устья скважины определяются следующим уравнением баланса:

$$1440 F_p S n K_n = Q_{lin} (1 - B) (R_{sb} - R_{sin}) B_{gz} \sigma_s, \quad (11)$$

где F_p — площадь поперечного сечения плунжера компрессора; S, n — длина хода плунжера компрессора и число двойных ходов соответственно; K_n — коэффициент подачи; B_{gz} — объемный коэффициент расширения газа в условиях затрубного пространства у устья скважины.

Анализ результатов моделирования

Оценка эффективности применения компрессора для снижения давления в затрубном пространстве рассматривается на примере гипотетической скважины, параметры которой представлены в таблице 1. Результаты расчета оптимального технологического режима также приведены в таблице 1.

Таблица 1. Исходные данные и результаты моделирования

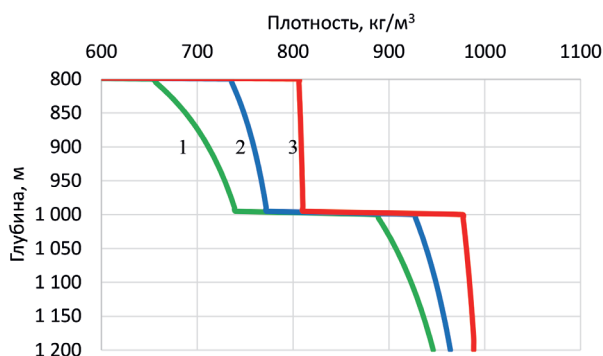
Исходные данные для расчета	
Глубина спуска насоса, м	1000
Глубина кровли пласта, м	1200
Внешний диаметр НКТ, мм	73
Внутренний диаметр обсадной колонны, мм	130
Плотность нефти (в нормальных условиях), кг/м ³	820
Плотность воды, кг/м ³	1000
Плотность газа, кг/м ³	1,3
Обводненность, %	60
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут•МПа)	6
Пластовое давление, МПа	10
Газовый фактор, т/м ³	80
Давление насыщения, МПа	6,3
Параметры технологического режима до оптимизации	
Динамический уровень, м	800
Затрубное давление газа, МПа	3
Дебит жидкости, м ³ /сут	19,1
Дебит нефти, т/сут	6,2
Параметры технологического режима после оптимизации	
Динамический уровень, м	800
Затрубное давление газа, МПа	0,8
Дебит жидкости, м ³ /сут	33,5
Дебит нефти, т/сут	11
Подача компрессора, м ³ /сут	65,6

Эффективность откачки газа из затрубного пространства в основном зависит от степени потенциального снижения затрубного давления газа. В свою очередь, оптимальное затрубное давление газа в сумме с давлением

кольцевого газожидкостного столба должно обеспечивать давление на приеме такое, чтобы объемная доля газа на приеме не превышала допустимой величины. По мере снижения затрубного давления газа в процессе

работы компрессора характер распределения давления и плотности газожидкостной смеси в скважине (обсадной колонне и затрубном пространстве) меняется. На графиках (рисунок 2) показано расчетное распределение плотности многофазной смеси в сопряженной системе — затрубном пространстве от глубины динамического уровня до приема насоса и обсадной колонне от приема насоса до кровли продуктивного пласта — при различной величине давления газа в затрубном пространстве.

Из графиков рисунка 2 видно, что снижение затрубного давления газа обуславливает закономерное снижение плотности газожидкостной смеси в затрубном пространстве и обсадной колонне за счет интенсификации выделения газа из нефти, при этом объемное содержание газа в потоке, в частности на приеме насоса, увеличивается. Вследствие высокой сжимаемости газа при снижении затрубного давления газа наклон кривой изменения



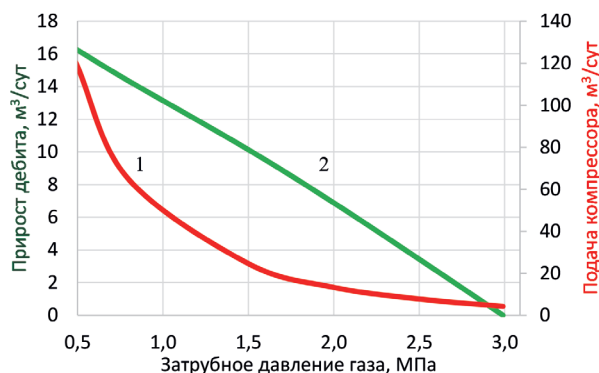
1 — затрубное давление газа 0,8 МПа, доля газа на приеме 25 %; 2 — затрубное давление газа 1,5 МПа, доля газа на приеме 16 %; 3 — затрубное давление газа 3,0 МПа, доля газа на приеме 7 %

Рисунок 2. Распределение плотности многофазного флюида при различном давлении газа в затрубном пространстве

Из анализа графиков рисунка 3 видно, что применение компрессора для откачки газа из затрубного пространства позволяет получить существенный прирост дебита жидкости (порядка 15 м³/сут, соответствующий прирост дебита нефти 4,8 т/сут), причем по мере снижения затрубного давления газа подача компрессора, необходимая для поддержания заданного давления газа в затрубном пространстве, растет за счет объемного расширения газа при снижении давления. Расчетная подача компрессора, соответствующая оптимальному затрубному давлению газа 0,8 МПа, составляет 65,6 м³/сут).

плотности по глубине возрастает. Кроме того, из графиков следует, что на уровне приема насоса наблюдается скачок плотности смеси, обусловленный тем, что выше приема насоса находится нефть с газом, а ниже приема насоса пузырьки газа и капли нефти всплывают в воде. Видно также, что плотность флюида в обсадной колонне смещается ближе к плотности пластовой воды, что связано с проскальзыванием капель нефти и газа в воде, обуславливающим образование ниже приема насоса «стакана» воды. Доля газа на приеме, равная максимальной допустимой величине 25 %, достигается при расчетном затрубном давлении 0,8 МПа.

Соответствующее увеличение дебита жидкости при снижении затрубного давления газа за счет работы компрессора и его подача, необходимая для поддержания заданного давления газа в затрубном пространстве, показаны на графиках (рисунок 3).



1 — подача компрессора; 2 — прирост дебита жидкости

Рисунок 3. Увеличение дебита жидкости при снижении затрубного давления газа

Выводы

1. Разработана математическая модель сопряженной системы «скважина — пласт» на базе математической модели трехфазного стационарного течения газожидкостной смеси в стволе скважины, эксплуатируемой штанговой насосной установкой, учитывающая равновесные процессы выделения и растворения нефтяного газа, эффекты проскальзывания (дрейфа) нефтяной и газовой фаз, изменения режима течения потока.
2. Разработан двухэтапный алгоритм расчета параметров технологического режима и режима откачки газа из затрубного простран-

ства, обеспечивающий оптимальный режим эксплуатации скважины. В качестве критерия оптимизации предложена конъюнкция (совместное выполнение) условий: обеспечения допустимой объемной доли газа на приеме, минимального погружения насоса под динамический уровень, максимизации дебита скважины.

3. Показано, что применение компрессоров для откачки газа из затрубного простран-

ства позволяет получить существенный прирост дебита жидкости и нефти, определяемый давлением в выкидной линии, реологическими и физико-химическими параметрами откачиваемой продукции, эксплуатационными характеристиками пласта и баротермическими условиями.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Топольников А.С., Уразаков К.Р., Молчанова В.А. Моделирование процесса перепуска газа из затрубного пространства при эксплуатации малodeбитных скважин, осложненных высоким газовым фактором // Научно-технический вестник «НК «Роснефть». 2009. № 2. С. 33–37.

2. Уразаков К.Р., Вахитова Р.И., Топольников А.С., Дубовицкий К.А., Ахметшин Р.А. Расчет и подбор устьевого эжектора для скважин, оборудованных электротрентробежными установками // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2013. № 4. С. 212–223. URL: http://ogbus.ru/authors/UrazakovKR/UrazakovKR_2.pdf. (дата обращения: 11.06.2019).

3. Топольников А.С., Уразаков К.Р., Вахитова Р.И., Сарачева Д.А. Методика расчета параметров струйного насоса при совместной эксплуатации с ЭЦН // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 3. С. 134–146. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Topolnikov/Topolnikov_1.pdf (дата обращения: 03.07.2019).

4. Севастьянов А.В., Мингулов Ш.Г., Нигай Ю.В., Валеев М.Д. и др. Исследование и оптимизация отбора газа из затрубного пространства нефтяных скважин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. Вып. 2 (104). С. 42–48.

5. Пат. 162632 РФ, МПК Е 21 В 43/00. Подвесной компрессор к станку-качалке нефтяной скважины / Валеев М.Д., Ахметзянов Р.М., Севастьянов А.В., Нигай Ю.В. и др. Заявлено 18.11.2015; Опубл. 20.06.2016.

6. Уразаков К.Р., Молчанова В.А., Топольников А.С. Математическая модель штанговой установки с эжектором для откачки газа из затрубного пространства // Нефть. Газ. Новации. 2007. № 6. С. 54–60.

7. Брилл Дж.П., Мукарджи Х. Многофазный поток в скважинах. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. 384 с.

8. Уразаков К.Р., Минликаев В.З., Баймухаметов Т.К. Область применения и подбор компрессоров для откачки газа из затрубного пространства насосных скважин. Депон. в ВИНТИ, № 485-В99, 1999. 10 с.

9. Shi H., Holmes J., Diaz L., Durlowski L.J., Aziz K. Drift-Flux Parameters for Three-phase Steady-State Flow in Wellbores // SPE Journal. 2005. Vol. 10(2). P. 130–137.

10. Hasan A.R., Kabir C.S. Two-Phase Flow in Vertical and Inclined Annuli // Int. J. Multiphase Flow. 1992. Vol. 18. P. 279–293.

11. Bakhtizin R.N., Urazakov K.R., Ismagilov S.F., Topol'nikov A.S., Davletshin F.F. Dynamic Model of a Rod

Pump Installation for Inclined Wells // Socar Proceedings. 2017. No. 4. P. 74–82.

12. Standing M.B. Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems. Dallas: Society of Petroleum Engineers of AIME, 1981. 142 p.

13. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. 816 с.

14. Уразаков К.Р., Андреев В.В., Жулаев В.П. Нефтепромысловое оборудование для кустовых скважин. М.: Недра, 1999. 268 с.

REFERENCES

1. Topol'nikov A.S., Urazakov K.R., Molchanova V.A. Modelirovanie protsessa perepuska gaza iz zatrubnogo prostranstva pri ekspluatatsii malodebitnykh skvazhin, oslozhnennykh vysokim gazovym faktorom [Simulation of the Process of Gas Bypass from the Annulus During the Operation of Low-Flow Wells Complicated by a High Gas Factor]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik «NK «Rosneft'» — Scientific and Technical Bulletin of «Rosneft'»*, 2009, No. 2, pp. 33–37. [in Russian].

2. Urazakov K.R., Vakhitova R.I., Topol'nikov A.S., Dubovitskii K.A., Akhmetshin R.A. Raschet i podbor ust'evogo ezhektora dlya skvazhin, oborudovannykh elektrotrentobezhnymi ustanovkami [Calculation and Selection of Wellhead Ejector for the Wells Equipped with an Electric Centrifugal Installations]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» — Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2013, No. 4, pp. 212–223. URL: http://ogbus.ru/authors/UrazakovKR/UrazakovKR_2.pdf. (accessed 11.06.2019). [in Russian].

3. Topol'nikov A.S., Urazakov K.R., Vakhitova R.I., Saracheva D.A. Metodika rascheta parametrov struinogo nasosa pri sovmestnoi ekspluatatsii s ETsN [The Method of Calculation of Parameters of Jet Pump Attached to Joint Operation with Submersible Electric Pump]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» — Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2011, No. 3, pp. 134–146. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Topolnikov/Topolnikov_1.pdf (accessed 03.07.2019). [in Russian].

4. Sevast'yanov A.V., Mingulov Sh.G., Nigai Yu.V., Valeev M.D. i dr. Issledovanie i optimizatsiya otbora gaza iz zatrubnogo prostranstva neftyanykh skvazhin [Research and Optimization of Gas Extraction from the Annular Space of Oil Wells]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefiti i nefteproduktov — Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2016, No. 2 (104), pp. 42–48. [in Russian].

5. Valeev M.D., Akhmetzyanov R.M., Sevast'yanov A.V., Nigai Yu.V. e.a. Podvesnoi kompressor k stankakchalke neftyanoi skvazhiny [Outboard Compressor to an Oil Well Pumping Unit]. Patent RF, No. 162632, 20.06.2016.
6. Urazakov K.R., Molchanova V.A., Topol'nikov A.S. Matematicheskaya model' shtangovoi ustanovki s ezhek-torom dlya otkachki gaza iz zatrubnogo prostranstva [Mathematical Model of a Rod Installation with an Ejector for Pumping Gas from the Annulus]. *Neft' Gaz. Novatsii — Oil. Gaz. Novation*, 2007, No. 6, pp. 54–60. [in Russian].
7. Brill Dzh.P., Mukerdzhi Kh. *Mnogofaznyi potok v skvazhinakh* [Multiphase Flow in Wells]. Moscow-Izhevsk, Institut komp'yuternykh issledovaniy Publ., 2006. 384 p. [in Russian].
8. Urazakov K.R., Minlikaev V.Z., Baimukhame-tov T.K. *Oblast' primeneniya i podbor kompressorov dlya otkachki gaza iz zatrubnogo prostranstva nasosnykh skvazhin* [Application and Selection of Compressors for Pumping Gas from the Pumping Well Annulus]. Depon. v VINITI, № 485-V99, 1999. 10 p. [in Russian].
9. Shi H., Holmes J., Diaz L., Durlofsky L.J., Aziz K. Drift-Flux Parameters for Three-phase Steady-State Flow in Wellbores. *SPE Journal*, 2005, Vol. 10(2), pp. 130–137.
10. Hasan A.R., Kabir C.S. Two-Phase Flow in Vertical and Inclined Annuli. *Int. J. Multiphase Flow*, 1992, Vol. 18, pp. 279–293.
11. Bakhtizin R.N., Urazakov K.R., Ismagilov S.F., Topol'nikov A.S., Davletshin F.F. Dynamic Model of a Rod Pump Installation for Inclined Wells. *Socar Proceedings*, 2017, No. 4, pp. 74–82.
12. *Standing M.B. Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems*. Dallas, Society of Petroleum Engineers of AIME, 1981. 142 p.
13. Mishchenko I.T. *Skvazhinnaya dobycha nefi* [Oil Well Production]. Moscow, Izd-vo «Nef't' i gaz» RGU nef'ti i gaza im. I.M. Gubkina Publ., 2003. 816 p. [in Russian].
14. Urazakov K.R., Andreev V.V., Zhulaev V.P. *Neftepromyslovoe oborudovanie dlya kustovykh skvazhin* [Oilfield Equipment for Cluster Wells]. Moscow, Nedra Publ., 1999. 268 p. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Белозеров Виктор Владимирович, аспирант кафедры «Машины и оборудование нефтегазовых промыслов», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Viktor V. Belozеров, Post-graduate Student of Oil and Gas Field Machinery and Equipment Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

Рабаев Руслан Уралович, кандидат технических наук, начальник управления нефтегазового инжиниринга и проектирования, директор инжинирингового центра, УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Ruslan U. Rabaev, Candidate of Engineering Sciences, Head of Oil and Gas Engineering and Design Department, Director of Engineering Center, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: r.u.rabaev@gmail.com

Уразакоев Камил Рахматуллоевич, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры «Машины и оборудование нефтегазовых промыслов», УГНТУ, Российская Федерация

Kamil R. Urazakov, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Professor of Oil and Gas Field Machinery and Equipment Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: urazakk@mail.ru

Жулаев Валерий Петрович, кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры «Машины и оборудование нефтегазовых промыслов», УГНТУ, Российская Федерация

Valery P. Zhulaev, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor, Assistant Professor of Oil and Gas Field Machinery and Equipment Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

Хабибуллин Марат Яхиевич, кандидат технических наук, доцент кафедры «Нефтепромысловые машины и оборудование», УГНТУ, филиал, г. Октябрьский, Российская Федерация

Marat Ya. Khabibullin, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Oilfield Machines and Equipment Department, USPTU, Branch, Oktyabrskiy, Russian Federation

e-mail: m-hab@mail.ru