

УДК 622.276.6

**ТЕХНОЛОГИЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ
ИЗ МАЛОПРОДУКТИВНЫХ СКВАЖИН**

**TECHNOLOGY FOR INCREASING OIL
FROM LOW-PRODUCTIV WELLS**

Уразаков К.Р., Абрамова Э.В., Топольников А.С., Миннигалимов Р.З.

ГБОУ ВПО «Альметьевский государственный нефтяной институт»,

г. Альметьевск, Российская Федерация

Институт механики УНЦ РАН, г. Уфа, Российская Федерация

ОАО «Татойлгаз», г.Альметьевск, Российская Федерация

K.R. Urazakov, E.V. Abramova, A.S. Topolnikov, R.Z. Minnigalimov

SBEI NPE “Almetyevsk state petroleum institute”, Almetyevsk, Russian Federation

Institute of Mechanics Ufa branch of RAS, Ufa, Russian Federation

PSC “Tatoilgas”, Almetyevsk, Russian Federation

e-mail: teplotexAGNI@yandex.ru

Аннотация. В данной статье рассматривается технология снижения давления в затрубном пространстве с помощью струйного насоса, установленного непосредственно в скважине, эксплуатируемой винтовым насосом с поверхностным приводом.

В работе описывается методика расчета стационарного течения многофазного потока в системе скважина–винтовой насос–эжектор с учетом разгазирования нефти и характеристик насосного оборудования. Особенностью методики является то, что модель потока пластовой жидкости в скважине предварительно калибруется для текущего технологического режима работы без учета эжектора. Теоретически показано, что врезка эжектора в колонну насосно-компрессорных труб над винтовым насосом позволяет обеспечить перепуск газа из затрубного пространства в НКТ, снизить давление и поднять уровень жидкости в затрубье.

В результате расчетов по разработанной математической модели показано, что эжектор может рассматриваться в качестве эффективной технологии повышения добычи нефти на низкопродуктивном фонде скважин, эксплуатируемых штанговыми винтовыми насосами. За счет снижения затрубного давления из-за перепуска газа в НКТ происходит рост уровня жидкости в затрубье, который может быть компенсирован увеличением скорости отбора пластовой жидкости винтовым насосом.

Abstract. This article discusses the technology to reduce the pressure in the annular space via jet pump is mounted directly in the hole, a screw pump operated with a surface drive.

The paper describes the method of calculating the steady flow of multiphase flow in the well-screw pump ejector with the characteristics of the oil degassing and pumping equipment. Feature of the technique is that the model of the flow of formation fluids into the well pre-calibrated to the current technological mode without ejector. It is shown theoretically that the tie-ejector to the column tubing over the screw pump can provide a bypass gas from the annulus into the tubing, lower blood pressure and raise the level of fluid in the annulus. Feature of the technique is that the model of the flow of formation fluids into the well pre-calibrated to the current technological mode without ejector. It is shown theoretically that the tie-ejector to the column tubing over the screw pump can provide a bypass gas from the annulus into the tubing, lower blood pressure and raise the level of fluid in the annulus.

As a result of settlement of the developed mathematical model shows that the ejector can be considered as an effective technology for increasing oil fund low-yielding wells operated by rod screw pumps. By reducing the annulus pressure due to gas bypass tubing growth occurs the liquid level in the annulus, which can be compensated by increasing the speed of selection of the formation fluid pump screw.

Ключевые слова: струйный насос, газосодержание, штанговый винтовой насос, эжекция, затрубное пространство скважины, высоковязкая нефть, низкопродуктивная скважина.

Keywords: Jet pump, gas content, rod screw pump ejection, the well annulus, viscous oil, low-yield wells.

Введение

Поиск способов увеличения эффективности эксплуатации низкопродуктивного фонда скважин, численность которого постоянно возрастает, в последнее время становится одной из основных задач механизированной добычи нефти. К наиболее действенным методам ее решения относятся выбор оптимальной, в том числе с точки зрения энергоэффективности, технологии добычи, расширение области применимости традиционных способов эксплуатации (применение малогабаритных ЭЦН, цепных приводов для штанговых насосных установок), перевод скважин в периодический режим работы.

В данной статье рассматривается технология, основанная на снижении давления в затрубном пространстве с помощью струйного насоса (эжектора), установленного непосредственно в скважине, эксплуатируемой винтовым насосом с поверхностным приводом. Особенностью предлагаемой технологии является то, что струйный насос впервые рассматривается в связке со штанговым винтовым насосом, который традиционно используется на низкодебитном фонде скважин, чья

продукция содержит высоковязкую нефть или эмульсию и малое количество свободного газа. Ранее в качестве элемента технологии добычи эжектор применялся в основном на средне- и высокодебитных скважинах с высоким газовым фактором в тандеме с электроцентробежным насосом [1, 2, 7].

Для низкопродуктивных скважин с дебитами $10 \text{ м}^3/\text{сут}$ и ниже оптимальным является поддержание такого режима эксплуатации, когда динамический уровень приближается к приему насоса. За счет перепуска газа из затрубного пространства скважины в НКТ с помощью струйного насоса уровень жидкости в затрубье поднимается, в результате чего образуется дополнительный потенциал добычи. Этот потенциал в случае винтового насоса может быть реализован увеличением числа оборотов поверхностного привода.

В работе описывается методика расчета стационарного течения многофазного потока в системе «скважина–винтовой насос–эжектор» с учетом разгазирования нефти и характеристик насосного оборудования. Особенностью методики является то, что модель потока пластовой жидкости в скважине предварительно калибруется для текущего технологического режима работы без учета эжектора. Теоретически показано, что врезка эжектора в колонну насосно-компрессорных труб над винтовым насосом позволяет обеспечить перепуск газа из затрубного пространства в НКТ, снизить давление и поднять уровень жидкости в затрубье. При этом снижение уровня до прежнего значения за счет увеличения частоты вращения насосных штанг приводит к росту дебита жидкости в среднем на 5-10%.

Модель течения жидкости в скважине

Математическая модель стационарного течения газожидкостного потока включает в себя уравнения и корреляции для описания притока пластовой жидкости из пласта, ее течения в обсадной колонне до приема винтового насоса, в колонне НКТ до и после приема струйного насоса и в затрубном пространстве скважины.

Для моделирования притока жидкости из пласта используем корреляцию Вогеля, согласно которой дебит находится в линейной зависимости от забойного давления, если разгазирования нефти в пласте не происходит, и в квадратичной зависимости, если забойное давление оказывается ниже давления насыщения [3]:

$$Q_{ж} = K_{np} (P_{пл} - P_{заб}), \text{ если } P_{заб} \geq P_{нас},$$

$$Q_{ж} = K_{np} (P_{пл} - P_{нас}) + \frac{K_{np} \cdot P_{нас}}{1,8} \left(1 - 0,2 \frac{P_{заб}}{P_{нас}} - 0,8 \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}} \right)^2 \right), \text{ если } P_{заб} < P_{нас}. \quad (1)$$

Здесь $Q_{ж}$ – дебит жидкости, $P_{пл}$ – пластовое давление, $P_{заб}$ – забойное давление, $P_{нас}$ – давление насыщения, K_{np} – коэффициент продуктивности скважины.

Для определения градиента давления в обсадной колонне и НКТ при известном дебите воспользуемся корреляцией Беггса-Брилла для наклонной трубы круглого поперечного сечения [3]:

$$\frac{dP}{dL} = \left(\frac{1}{2d} f \rho' u^2 + \rho g \cos \theta \right) (1 - E_k)^{-1}, \quad (2)$$

где d – внутренний диаметр трубы (обсадной колонны или НКТ), ρ и ρ' – плотность многофазной смеси, усредненная по объемному содержанию фаз и по дебиту (с учетом проскальзывания газа) соответственно:

$$\rho = \rho_{жс} (1 - \varphi) + \rho_2 \varphi, \quad (3)$$

$$\rho' = \frac{\rho_{жс} Q_{жс} + \rho_2 Q_2}{Q_{жс} + Q_2}, \quad (4)$$

$\rho_{жс} = \phi \rho_в + (1 - \phi) \rho_н$ – плотность жидкости, усредненная по плотностям воды $\rho_в$ и нефти $\rho_н$ с объемной долей воды ϕ , φ – объемное содержание газа, $Q_{жс}$ и Q_2 – объемные расходы жидкости и газа соответственно. Остальные обозначения в формуле (2): g – ускорение свободного падения, θ – угол наклона трубы к вертикали, f – коэффициент трения для многофазного потока, который рассчитывается с учетом характера потока (ламинарный – турбулентный) и режима течения (расслоенный – снарядный – пузырьковый), E_k – безразмерная кинетическая энергия, которая учитывает изменение градиента давления, вызванное ускорением потока.

Для определения перепада давления в затрубном пространстве скважины применяется корреляция Хасана и Кабира для кольцевого канала [4], которая в общем случае учитывает четыре режима течения: пузырьковый, снарядный, эмульсионный и кольцевой. По известному значению давления на приеме насоса и расхода газа, сепарированного в затрубное пространство, из предположения, что уровень жидкости постоянен, определяется давление газа в затрубном пространстве скважины для заданного значения динамического уровня. Эта же корреляция используется, если требуется определить динамический уровень по известным давлениям на приеме насоса и в затрубном пространстве скважины.

Модель винтового насоса

Поскольку линейный размер винтового насоса значительно меньше характерного расстояния, на котором происходит заметное изменение давления и температуры пластового флюида, будем моделировать его в виде поверхности разрыва, на которой терпит скачок давления, а температура, вследствие незначительного нагрева, остается непрерывной.

Перепад давления в винтовом насосе ΔP для известного дебита жидкости $Q_{ж}$, номинального напора H и частоты вращения колонны насосных штанг F вычисляется по формуле:

$$\Delta P = \rho g H \cdot \chi \cdot (F/F_0), \quad (5)$$

где ρ – плотность многофазной смеси согласно (3), $F_0 = 5$ Гц – номинальная частота вращения колонны насосных штанг, χ – коэффициент деградации напора насоса.

Для штангового винтового насоса будем полагать:

$$\chi = (1 - \varphi) \cdot \chi_{np} \cdot \chi_{дон}, \quad (6)$$

где φ – объемное содержание газа в насосе (среднее арифметическое значений на входе и выкиде насоса):

$$\chi_{np} = 1 + 0,1 \frac{Q_{ж}}{Q_{ж ном}} - 0,3 \left(\frac{Q_{ж}}{Q_{ж ном}} \right)^2, \quad (7)$$

эмпирический коэффициент деградации напора из-за влияния утечек в насосе ($\chi_{np} = 1$ при нулевом дебите, $\chi_{np} = 0,8$ при $Q_{ж} = Q_{ж ном}$, $\chi_{np} = 0,42$ при $Q_{ж} = 1,5 Q_{ж ном}$), $Q_{ж ном}$ – номинальный дебит винтового насоса, $\chi_{дон}$ – поправочный коэффициент, который подбирается таким образом, чтобы восстановить текущий режим работы скважины с винтовым насосом без учета эжектора по известным буферному давлению, забойному давлению и дебиту жидкости.

Модель эжектора

Принцип работы струйного насоса состоит в том, что рабочая среда (жидкость, газ или газожидкостная смесь) с высоким давлением пропускается через узкое сопло, где происходит ее ускорение и возникает область пониженного давления, куда устремляется инжектируемая среда, давление которой изначально ниже давления рабочей жидкости. После их перемешивания образуется однородная смесь с давлением, которое ниже давления рабочей среды, но выше давления инжектируемого потока. Таким образом, за счет передачи энергии от рабочей к инжектируемой среде, для последней создается положительный перепад давления.

Струйный насос характеризуется двумя основными геометрическими параметрами: диаметрами сопла и камеры смешения, от которых зависят его рабочие характеристики: относительные напор $h = (P_{вык} - P_{инж}) / (P_{рж} - P_{инж})$ и расход $q = Q_{рж} / Q_{инж}$, где $P_{рж}$, $P_{инж}$ и $P_{вык}$ – давления рабочей жидкости, инжектируемой

среды и смеси на выкиде насоса, $Q_{рж}$ и $Q_{инж}$ – расход рабочей и инжектируемой среды.

В работе [5] описана математическая модель эжектора и приведены уравнения, связывающие параметры на входе в струйный насос, в приемной камере и на выходе из диффузора. Данная модель будет использоваться в настоящей работе для определения давления в затрубном пространстве скважины при известных параметрах многофазного потока в НКТ и заданном буферном давлении.

Калибровка комплексной модели «скважина–винтовой насос»

Для расчетов прироста дебита нефти от снижения затрубного давления при помощи струйного насоса были проанализированы несколько вертикальных скважин одного из месторождений Поволжья (таблица 1). Здесь помимо введенных обозначений используются следующие: $d_{эк}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, $d_{нкт}$ – внутренний диаметр НКТ, $H_{скв}$ – глубина скважины до забоя, $H_{сп}$ – глубина спуска насоса, $P_{лин}$ – линейное (устьевое) давление, равное давлению в затрубном пространстве скважины $P_{затр}$, $ГФ$ – газовый фактор, $T_{пл}$ – пластовая температура, μ_n – вязкость нефти в пластовых условиях.

Таблица 1. Исходные данные для расчетов скважин с ШВН

| | | | | | |
|------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Номер скважины | 422 | 463 | 544 | 546 | 548 |
| $d_{эк}$, мм | 150 | 150 | 130 | 130 | 130 |
| $d_{нкт}$, мм | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 |
| $H_{скв}$, м | 1313 | 1300 | 1306 | 1407 | 1388 |
| $H_{сп}$, м | 1100 | 1150 | 1150 | 1200 | 1205 |
| $P_{лин}$, атм | 7 | 6 | 20 | 20 | 20 |
| $P_{пл}$, атм | 87,9 | 73,1 | 110 | 97,5 | 118 |
| ϕ , % | 5 | 7 | 10 | 8 | 27 |
| $P_{нас}$, атм | 38 | 38 | 38 | 38 | 38 |
| $ГФ$, м ³ /т | 35 | 35 | 24,4 | 24,4 | 24,4 |
| $T_{пл}$, град | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 |
| μ_n , сПз | 30,3 | 30,3 | 10,5 | 10,5 | 10,5 |
| ρ_n , г/см ³ | 0,889 | 0,887 | 0,868 | 0,868 | 0,868 |
| $K_{пр}$, м ³ /сут/атм | 0,18 | 0,13 | 0,09 | 0,11 | 0,09 |
| $Q_{ж}$, м ³ /сут | 8,0 | 4,5 | 5,0 | 5,0 | 5,0 |
| $Q_{ж ном}$, м ³ /сут | 25 | 25 | 25 | 20 | 25 |
| H , м | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| F , Гц | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 |

Для определения значения поправочного коэффициента $\chi_{дон}$ в формуле (6) был смоделирован текущий режим работы скважины без эжектора. Для этого проводился расчет давления снизу вверх по следующему алгоритму:

1) Для известных значений дебита жидкости $Q_{ж}$, коэффициента продуктивности скважины K_{np} , пластового давления $P_{пл}$ и давления насыщения $P_{нас}$ по формуле (1) рассчитывается давление на забое скважины $P_{заб}$.

2) С учетом известного притока жидкости из пласта и найденного забойного давления по корреляции Беггса-Брилла (2) определяется давление на приеме винтового насоса P_{np} .

3) Рассчитывается газосодержание на приеме насоса. Для этого используется формула:

$$\varphi_{np} = \frac{Q_{z np}}{Q_{z np} + Q_{ж}}, \quad (8)$$

где

$$Q_{z np} = (1 - \phi) \cdot Q_{ж} \cdot (\Gamma \Phi - \Gamma) \cdot B_z \cdot (1 - K_{сен}), \quad (9)$$

расход газа на приеме насоса,

$$\Gamma = \frac{0,178 \rho_z}{1,29} \left(\left(\frac{P_{np}}{1,254} + 1,4 \right) \cdot 10^{0,0125 \left(\frac{141500}{\rho_n} - 131,5 \right) - 0,001638 T_{np} - 0,02912} \right)^{1,2048} \quad (10)$$

отношение объема газа, растворенного в нефти, к объему нефти согласно корреляции Стэндинга [3], ρ_z – плотность газа в нормальных условиях, измеряемая в кг/м^3 , T_{np} – температура на приеме насоса в градусах Цельсия, которая вычисляется по формуле из работы [6]:

$$T_{np} = T_{пл} - \frac{(H_{скв} - H_{сн}) \cdot (0,0034 + 0,79 \cdot (T_{пл} - 3) \cdot \cos \theta / (H_{скв} \cdot \cos \theta - 25))}{10^{Q_{ж}/86400 \cdot 20/d_{ж}^{2,67}}}, \quad (11)$$

B_z – коэффициент объемного расширения газа, который определяется по формуле для совершенного газа:

$$B_z = 3,51 \cdot 10^{-3} \frac{T_{np} - 273}{P_{np}}, \quad (12)$$

$K_{сен}$ – коэффициент сепарации газа на приеме насоса, который вычисляется как отношение площади затрубного пространства скважины к площади внутреннего сечения обсадной колонны:

$$K_{сен} = \frac{d_{эк} - d_{икт}}{d_{эк}}. \quad (13)$$

4) Определяется давление на выкиде винтового насоса по формуле:

$$P_{\text{вык}} = P_{\text{нр}} + \Delta P, \quad (14)$$

где перепад давлений в насосе вычисляется согласно равенству (5) с учетом известных характеристик винтового насоса (напор и частота вращения штанг) и найденного газосодержания на приеме насоса которое, влияет на деградацию напора. Поправочный коэффициент в формуле (6) принимается равным единице $\chi_{\text{дон}} = 1$. Поскольку в этой формуле используется полусумма газосодержаний на приеме и выкиде насоса, а последнее зависит от давления на выкиде, то процедура определения $P_{\text{вык}}$ в общем случае оказывается итерационной.

5) После того, как определится давление на выкиде насоса, по корреляции Беггса-Брилла (2) находится перепад давлений в НКТ. В результате получаем устьевое давление $P'_{\text{лин}}$.

В общем случае найденное значение $P'_{\text{лин}}$ может не совпасть с фактическим $P_{\text{лин}}$. Полагая, что расхождение связано с неправильным расчетом перепада давления в насосе, с помощью варьирования поправочного коэффициента $\chi_{\text{дон}}$ и повторения шагов 4) и 5) можно добиться соблюдения равенства $P_{\text{лин}} = P'_{\text{лин}}$. Полученное таким образом значение поправочного коэффициента, которое не должно сильно отличаться от единицы, фиксируется и в дальнейшем используется для расчетов скважины с эжектором. В таблице 2 приведены значения поправочных коэффициентов для текущего режима работы пяти скважин из таблицы 1. Для четырех скважин значение поправочного коэффициента отличается от единицы не более чем на 10%.

Результаты прогнозирования увеличения добычи после установки эжектора

После того, как был смоделирован текущий режим работы скважин (таблица 1) проводились расчеты для выборки скважин с установленным в НКТ эжектором. Следуя результатам и выводам работы [5] место установки эжектора выбиралось вблизи устья скважины. В силу малых дебитов жидкости (от 4,5 до 8 м³/сут) сопло для достижения эффекта эжекции газа из затруба выбиралось минимальным от 1 до 2,25 мм. Диаметр камеры смешения брался равным 5 мм для диаметров сопел 2 мм и более и 3 мм для меньших диаметров сопел.

Проводилось две серии расчетов. В первой серии расчетов оценивалось падение давления в затрубном пространстве и рост динамического уровня при начальной частоте вращения насосных штанг. Во второй серии расчетов производилось увеличение частоты ШВН до такого значения, при котором динамический уровень в затрубном пространстве скважины опускался до того значения, которое

получалось на базовой частоте без учета эжектора. При этом оценивался дебит скважин по жидкости и нефти.

Таблица 2. Результаты расчетов скважин с ШВН и эжекторов для увеличенной частоты ШВН.

| Номер скважины | 422 | 463 | 544 | 546 | 548 |
|-----------------------------------|------|------|------|------|------|
| Без эжектора | | | | | |
| $Q_{ж}$, м ³ /сут | 8,0 | 4,5 | 5,0 | 5,0 | 5,0 |
| $Q_{н}$, т/сут | 6,75 | 3,70 | 3,89 | 3,98 | 3,16 |
| $P_{затр}$, атм | 7,0 | 6,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 |
| $H_{сн}-H_{оин}$, м | 223 | 222 | 250 | 100 | 220 |
| F , Гц | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 |
| $\chi_{доп}$ | 0,90 | 0,88 | 0,92 | 1,24 | 1,03 |
| С эжектором на текущей частоте | | | | | |
| d_c , мм | 2,0 | 2,25 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| $d_{кс}$, мм | 5,0 | 5,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 |
| $Q_{ж}$, м ³ /сут | 7,2 | 3,8 | 3,8 | 4,2 | 3,9 |
| $Q_{н}$, т/сут | 6,11 | 3,11 | 2,96 | 3,37 | 2,46 |
| $P_{затр}$, атм | 5,4 | 5,1 | 16,8 | 16,3 | 16,6 |
| $H_{сн}-H_{оин}$, м | 290 | 311 | 463 | 241 | 435 |
| С эжектором на повышенной частоте | | | | | |
| $Q_{ж}$, м ³ /сут | 8,1 | 4,6 | 5,6 | 5,6 | 5,5 |
| $Q_{н}$, т/сут | 6,85 | 3,75 | 4,37 | 4,45 | 3,48 |
| $\Delta Q_{н}$, т/сут | 0,10 | 0,05 | 0,48 | 0,47 | 0,32 |
| $P_{затр}$, атм | 6,5 | 6,1 | 13,9 | 14,1 | 13,9 |
| F , Гц | 5,5 | 6,2 | 7,3 | 7,3 | 7,1 |

Результаты расчетов приведены в таблице 2. Согласно им для скважин 422 и 463 с низким затрубным давлением 6-7 атм увеличение прироста дебита нефти после установки эжектора и повышении частоты ШВН не превосходит 0,1 т/сут. Это обстоятельство вызвано, в том числе тем фактором, что для этих скважин из-за сравнительно низкого давления на устье и в затрубе скважины имеется ограничение снизу на диаметр сопла, а потому потенциал увеличения добычи для них небольшой. С другой стороны для остальных трех скважин с высоким затрубным давлением в 20 атмосфер установка эжектора с соплом диаметром 1 мм позволяет получить прирост по нефти от 0,3 до 0,5 т/сут, или в процентном выражении от текущих значений на 10-12%.

Заключение и выводы

В результате расчетов по разработанной математической модели показано, что эжектор может рассматриваться в качестве эффективной технологии повышения добычи нефти на низкопродуктивном фонде скважин, эксплуатируемых штанговыми винтовыми насосами. За счет снижения затрубного давления из-за пере-

пуска газа в НКТ происходит рост уровня жидкости в затрубе, который может быть компенсирован увеличением скорости отбора пластовой жидкости винтовым насосом.

Особенностью конструкции эжекторов, применяемых в низкопродуктивных скважинах, является малый диаметр сопла и камеры смешения, в связи с чем появляются дополнительные риски, связанные с засорением и размывом проточных течений, которые могут быть снижены за счет качественного подбора характеристик струйного насоса на стадии подготовки к запуску скважины и мониторинга работы скважины в процессе эксплуатации.

Технология является приоритетной для низкопродуктивных скважин, на которых в силу различных причин (высокое давление в линии, неисправность обратного клапана) реализуются высокие затрубные давления газа.

Литература

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учебное пособие для ВУЗов. Москва: изд-во РГУ им. И.М.Губкина, 2003. 816 С.
2. Применение насосно-эжекторных систем «Тандем» на нефтяных месторождениях Российской Федерации /Дроздов А.Н. и др. // Нефтепромысловое дело, №3. 2004. С.31-46.
3. Брилл Дж.П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2006. 384 с.
4. Hasan A.R., Kabir C.S. Two-phase flow in vertical and inclined annuli // Int. J. Multiphase Flow. 1992. Vol.18. P.279-293.
5. Методика расчета параметров струйного насоса при совместной эксплуатации с ЭЦН /Топольников А.С. и др. // Нефтегазовое дело. 2011. №3. С.134-146.
6. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общ. ред. Ш.К. Гиматудинова / Андриасов Р.С. и др. М.: Недра, 1983. 455 с.
7. Молчанова В.А., Топольников А.С. Исследование эффективности устройства для откачки газа из затрубного пространства // Нефтепромысловое дело. 2007. №10. С.34-40.

References

1. Mishhenko I.T. Skvazhinnaja dobycha nefiti: Uchebnoe posobie dlja VUZov. Moskva: Izd-vo RGU im. I.M. Gubkina, 2003, 816 S. [in russian].
2. Primenenie nasosno-jezhektornyh sistem «Tandem» na nefjtjanyh mestorozhdenijah Rossijskoj Federacii / Drozdov A.N.i dr. // Neftepromyslovoe delo, №3, 2004, S.31-46. [in russian].
3. Brill Dzh.P., Mukerdzhi H. Mnogofaznyj potok v skvazhinah. Moskva-Izhevsk: Institut komp'juternyh issledovanij. 2006. 384 S.

4. Hasan A.R., Kabir C.S. Two-phase flow in vertical and inclined annuli // Int. J. Multiphase Flow. 1992. Vol.18. P.279-293.

5. Topol'nikov A.S., Urazakov K.R., Vahitova R.I., Saracheva D.A. Metodi-ka rascheta parametrov strujnogo nasosa pri sovместnoj jekspluatácii s JeCN // Neftegazovoe delo. 2011.№3. S. 134-146. [in russian].

6. Spravochnoe rukovodstvo po proektirovaniju razrabotki i jekspluatácii neftjanyh mestorozhdenij. Dobycha nefti. Pod obshh. red. Sh.K. Gimatudinova / Andriasov R.S., i dr. M.: Nedra, 1983, 455 S. [in russian].

7. Molchanova V.A., Topol'nikov A.S. Issledovanie jeffektivnosti ustrojstva dlja otkachki gaza iz zatrubnogo prostranstva // Neftepromyslovoe delo. 2007. №10. S.34-40. [in russian].

Сведения об авторах

Уразакoв К.Р., д-р техн. наук, проф., ГБОУ ВПО АГНИ, г. Альметьевск, Российская Федерация

K. R. Urazakov, Ph.D. eng. sci., prof., SBEI HPE ASPI, Almetevsk, Russian Federation

Абрамова Э.В., ст. преподаватель, ГБОУ ВПО АГНИ, г. Альметьевск, Российская Федерация

E.V. Abramova, senior lecturer, SBEI HPE ASPI, Almetevsk, Russian Federation

Топольников А.С. канд. физ-матем. наук, ст. науч. сотрудник, Институт механики УНЦ РАН, г. Уфа, Российская Федерация

A. S. Topolnikov, cand. phys.-mathem. sci., senior scientist, Institute of mechanics branch of RAS, Ufa, Russian Federation

e-mail: tandrew@anrb.ru

Миннигалимов Р.З., канд. техн. наук, начальник департамента отдела добычи нефти и газа, ОАО «Татойлгаз», г. Альметьевск, Российская Федерация

R.Z. Minnigalimov, Ph.D., head of the department of oil and gas

PSC "Tatoilgas", Almetevsk, Russian Federation

e-mail: raismin@yandex.ru