

## МЕТОДЫ УТИЛИЗАЦИИ ЗАТРУБНОГО ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

### ASSOCIATED ANNULAR GAS UTILIZATION METHODS

**Р. У. Рабаев**  
**Ruslan U. Rabaev**

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

Ufa State Petroleum  
Technological University,  
Ufa, Russian Federation

**В. В. Белозеров**  
**Viktor V. Belozerov**

Общество с ограниченной  
ответственностью  
«РН-УфаНИПИнефть»,  
г. Уфа, Российская Федерация

RN-UfaNIPIneft Ltd,  
Ufa, Russian Federation

**В. А. Молчанова**  
**Veronika A. Molchanova**

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

Ufa State Petroleum  
Technological University,  
Ufa, Russian Federation

В статье рассмотрено влияние давления затрубного попутного нефтяного газа (ПНГ) на рабочую характеристику глубинного скважинного штангового насоса. Известно, что в скважинах с высоким газовым фактором применяются газовые сепараторы, однако они не решают полностью вопросы негативного влияния ПНГ на подачу, надежность и динамику глубинных насосов. В процессе накопления в затрубном пространстве ПНГ, отсепарировавшегося на приеме насоса, давление газа возрастает. При превышении давления газа в затрубном пространстве величины устьевого давления открывается обратный клапан, и часть свободного газа перетекает в выкидную линию скважины, несколько снижая давление в затрубном пространстве. В этих условиях давление в затрубном пространстве поддерживается близким к давлению в выкидной линии, но превышает его на величину гидравлических потерь в клапане. Поскольку давление в выкидной линии в отдельных случаях достигает 4 МПа, давление газа в затрубном пространстве также остается существенным. Действие этого давления приводит к отжатию динамического уровня и снижению жидкостной прослойки над приемом насоса, а в предельном случае прорыву газа в полость насоса с последующим заклиниванием плунжерной пары. В этой связи возникает задача, во-первых, снижения давления затрубного газа и, во-вторых, утилизации этого газа. В связи с этим рассмотрен опыт использования методов утилизации затрубного ПНГ и устройств снижения избыточного давления затрубного газа.

Предложена схема передвижного агрегата для сбора затрубного ПНГ и последующей утилизации в нефтесборный коллектор. Дана методика расчета периодичности и объемов утилизации по скважине в зависимости от газового фактора и обводненности добываемой продукции. Показаны преимущества подвешенного компрессора, использующего энергию неуравновешенной штанговой колонны для нагнетания газа в коллектор.

The article discusses the influence of annular associated petroleum gas (APG) pressure on the performance of a bore-hole sucker rod pump. It is known that gas separators are used in wells with a high gas-oil ratio, but they do not completely solve the issues of negative impact of APG on the flow, reliability and dynamics of bore-hole pumps. Separated APG accumulates in the annulus, increasing the pressure in it slightly more than the pressure in the gathering manifold. This opens the wellhead valve, and the gas partially flows into the manifold, reducing the pressure in the annulus to the pressure in the manifold and the valve closes. In this case, the pressure in the annulus will always be slightly greater or equal to the pressure in the manifold, which in some cases reaches 4.0 MPa. The effect of this pressure leads to the release of the flowing level

#### Ключевые слова

штанговая насосная установка,  
затрубное пространство,  
скважинный штанговый насос,  
компрессор, выкидная линия,  
попутный нефтяной газ,  
динамический уровень, коллектор

#### Key words

sucker-rod pumping installation,  
bore-hole annulus, downhole sucker  
rod pump, compressor,  
discharge line, associated petroleum  
gas, flowing level, manifold

and the reduction of the liquid layer over the pump suction and in the extreme case of gas breakthrough into the pump cavity with subsequent jamming of the plunger pair. In this regard, it raises the challenge, firstly, to reduce the pressure of the annular gas and, secondly, to utilize this gas. In this regard, experience in using methods for utilization of annular APG and devices for reducing annular gas pressure are considered.

The scheme of a mobile unit for collecting annular APG and subsequent disposal in an oil-gathering main is proposed. A method for calculating the frequency and volumes of utilization of the well, depending on the gas factor and the water cutting of the well production is given. The advantages of a suspended compressor using the energy of an unbalanced sucker string for injecting gas into a manifold are shown.

Современный этап разработки и эксплуатации нефтяных месторождений характеризуется повсеместным переходом в комплексе сбора и подготовки нефти на однотрубную систему. Наряду с несомненными преимуществами такой системы возникли и вопросы устранения негативных последствий, вызванных повышенным давлением в коллекторе. Избыточное давление в коллекторе вызывает рост давления газа в затрубном пространстве (ЗП), и это положение усугубляется тем, что при добыче нефти происходит ее разгазирование в стволе скважины, причем глубина начала разгазирования соответствует величине, на которой давление в скважине снижается до давления насыщения. Если глубина начала разгазирования располагается ниже приема штангового насоса, на приеме насоса обеспечивается наличие свободного газа, часть которого попадает в полость насоса, а другая часть сепарируется в затрубное пространство [1–3].

Давление газа ЗП отжимает уровень жидкости над насосом, а при достижении им приема насос начинает откачивать газ, который вызывает его преждевременный отказ. Для снижения риска возникновения аварийных ситуаций необходимо увеличить глубину спуска насоса, что, в свою очередь, приводит к повышению нагрузки на привод и колонну насосных штанг, а в скважинах, оборудованных установками электроцентробежных насосов, нарушается их термодинамический режим. В отдельных случаях давление в выкидной линии и, соответственно, газа в ЗП может достигать 4,0 МПа. Таким образом, вопросы снижения давления газа в ЗП для насосных скважин требуют своего решения.

Для решения поставленной задачи предложен ряд устройств [4, 5]. Однако на практике скважины, как правило, снабжены лишь клапаном, связывающим затрубное пространство с коллектором. Стандартный устьевого клапан малоэффективен, т.к. снижение

давления газа в ЗП при этом возможно лишь до величины давления в коллекторе.

В работе [6] приведены результаты анализа степени влияния давления затрубного газа на количество преждевременных отказов электроцентробежных насосных установок. Причины отказов имеют разный характер, однако наблюдается стохастическая зависимость количества отказов с временным фактором, т.е. в зимний период количество отказов в среднем в 2 раза больше летнего периода. Показано, что в 45 % фонда добывающих скважин в зимнее время происходит замерзание клапанов — это те скважины, в которых имеет место повышенное давление газа в затрубном пространстве. В такой ситуации для исключения риска внезапных отказов, связанных с перегревом и плавлением силового кабеля УЭЦН и тепловым заклиниванием плунжерной пары штангового насоса из-за снижения динамического уровня повышенным давлением газа, затрубный газ выпускается в окружающую среду при помощи устьевых задвижек, которые открываются оператором периодически. Этот процесс неизбежно наносит вред природе, и происходит безвозвратная потеря легких углеводородов, с другой стороны, можно понять положение добывающего предприятия, когда очевидно, что без снижения давления затрубного газа во избежание аварии на скважине необходимо остановить добычу нефти.

Для решения этого вопроса предлагается: создать передвижной агрегат, включающий компрессор, емкость для сбора затрубного газа, который будет периодически отбирать попутный газ и при помощи компрессора закачивать в заданную точку коллектора. Для оптимизации процесса утилизации предлагается методика расчета периодичности забора затрубного газа в передвижной агрегат, определяемой дебитом скважины и газовым фактором. Также приведены результаты расчета интенсив-

ности роста давления затрубного газа от времени при изменении газового фактора [7, 8].

Для расчета роста давления затрубного газа во времени до заданной величины (периодичности утилизации) — скорости роста давления можно записать [9]:

$$\frac{dP_{затр}(0)}{dt} = \frac{k_c Q_z(P_{нр}) P_{нр}}{V_z + S_{затр} \int_{H_0}^{H_n} \alpha dx}, \quad (1)$$

$$Q_z(P) = k_c \frac{z(P)}{z(P_{ам})} \frac{P_{ам}}{P} \frac{T_{сп}}{T} \left( 1 - \varphi \left( \frac{P_{нр}}{P_{нас}} \right) \right) Q_z^{ам}, \quad (2)$$

$$\alpha = \frac{Q_z(P)}{Q_z(P) + S_{обс} u(P) (1 - \varepsilon)^n}, \quad (3)$$

где  $(1 - \varepsilon)^n$  — коэффициент, учитывающий «стесненность» пузырьков в потоке газа,  $u(P) = u_0 \left( \frac{P_{нас}}{P} \right)^\gamma$  ( $\varepsilon, \gamma, n$  — коэффициенты);

- $P_{затр}$  — затрубное давление газа, Па;
- $P_{ам}$  — атмосферное давление, Па;
- $P_{нр}$  — давление на приеме насоса, Па;
- $P_{нас}$  — давление насыщения нефти газом, Па;
- $Q_z$  — объемный расход газовой фазы в затрубном пространстве, м<sup>3</sup>/с;
- $z$  — коэффициент сверхсжимаемости газа;
- $S_{затр}$  — площадь поперечного сечения затрубного пространства, м<sup>2</sup>;
- $S_{обс}$  — площадь внутреннего поперечного сечения эксплуатационной колонны, м<sup>2</sup>;
- $H_n$  — глубина спуска насоса, м;
- $H_0$  — уровень жидкости в затрубном пространстве, м;
- $V_z$  — объем газа в заданных условиях, м<sup>3</sup>;
- $\alpha$  — истинное объемное содержание газа, д.ед.;
- $u$  — скорость подъема газовых пузырьков, м/с;
- $u_0$  — характерная скорость подъема газовых пузырьков, м/с;
- $T$  — абсолютная температура, К;
- $T_{ам}$  — температура атмосферы, К;
- $k_c$  — коэффициент сепарации свободного газа на приеме.

Расчеты по представленным формулам требуют знания ряда эмпирических коэффициентов и параметров, точное значение которых зачастую неизвестно, что ограничивает применение исходных формул для практических расчетов. В связи с этим далее производится оценочный расчет объема утилизации затрубного газа и ее периодичности.

Для описания газа в затрубном пространстве используется уравнение состояния реального газа с учетом сверхсжимаемости:

$$P_{затр} V_z = z \frac{m}{\mu} RT, \quad (4)$$

где  $m$  — суммарная масса свободного газа в объеме затрубного пространства, кг;

$\mu$  — молярная масса свободного газа, кг/моль;

$P_{нр} = P_{затр} + \rho_n^{ам} g(H_n - H_0) = const$  — в расчетах полагается, что рост давления газа в затрубном пространстве приводит к снижению давления кольцевого столба жидкости такому, что давление на приеме насоса остается постоянной во времени величиной. Повышение давления газа в затрубном пространстве обусловлено притоком свободного газа, отсепарировавшегося на приеме насоса. Учитывая вышесказанное, для моментов времени  $t_1$  и  $t_2$  справедливо соотношение:

$$\begin{aligned} P_{затр}(t_1) + \rho_n^{ам} g(H_n - H_0(t_1)) &= \\ = P_{затр}(t_2) + \rho_n^{ам} g(H_n - H_0(t_2)) \end{aligned} \quad (5)$$

или

$$\Delta P_{затр} = \rho_n^{ам} g(H_0(t_2) - H_0(t_1)), \quad (6)$$

где  $\rho_n^i$  — плотность нефти,  $i$  — заданные условия (например  $i = атм$ ), кг/м<sup>3</sup>.

Примем следующий критерий необходимости отбора газа:  $H_0(t_2) = H_n - 20$ . Данный критерий соответствует условию обеспечения уровня жидкости в затрубном пространстве выше уровня (глубины) подвески насоса с некоторым запасом, принятым 20 м. Подстановкой (6) в (4) определяется объем свободного газа  $V_x$ , соответствующий атмосферным условиям, который необходимо утилизировать при отборе (если  $P_{затр}(t_2) < P_{нас}$ ):

$$\begin{aligned} V_x &= \frac{P_{затр} V_{затр}}{P_{ам}} \frac{T_{ам}}{T_{затр}} = \\ &= \frac{P_{затр}(t_2)}{P_{ам}} \frac{T_{ам}}{T_{затр}} \frac{\pi}{4} (D_{кол}^2 - D_{НКТ}^2) (H_n - 20), \end{aligned} \quad (7)$$

где  $D_{кол}$  — внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

$D_{НКТ}$  — внешний диаметр НКТ, м;

$$P_{затр}(t_2) = P_{затр}(t_1) + \rho_n^{ам} g(H_n - H_0(t_1) - 20) = [P_{затр}], \quad (8)$$

$[P_{затр}]$  — предельное (максимальное) допустимое затрубное давление газа, при котором уровень жидкости в затрубном пространстве расположен выше глубины подвески (уровня) штангового насоса. Для однозначного определения предельного допустимого затрубного давления  $[P_{затр}]$  используются фактические данные динамического уровня  $H_0(t_1)$  и соответствующее этому уровню давление газа в затрубном пространстве  $P_{затр}(t_1)$ , снятые в рамках одного замера в некоторый момент времени в процессе эксплуатации добываю-

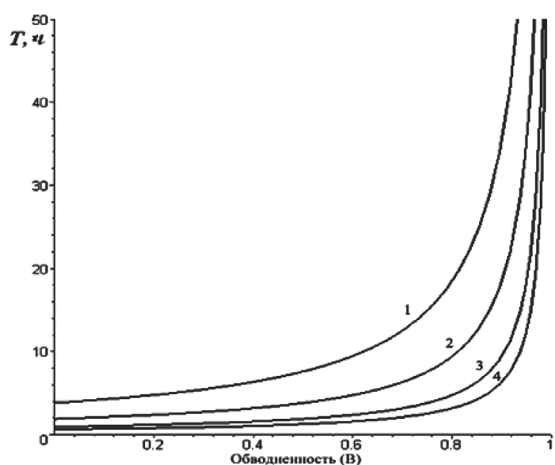
щей скважины. Интервал времени, в течение которого давление газа в затрубном пространстве увеличивается до предельного допустимого  $[P_{затр}]$ , а уровень жидкости соответственно снижается вплоть до глубины подвески насоса (с учетом запаса)  $H_{\delta}(t_2) = H_n - 20$  определяется следующим образом.

1) Рассчитывается объем газа, поступающий в затрубное пространство в единицу времени вследствие непрерывной сепарации свободного газа на приеме, обусловленной разгазированием пластовой нефти:  $V_2 = k_c(B\Gamma_g + (1-B)\Gamma)Q_{ж}$ . Эта величина зависит от коэффициента сепарации газа на приеме  $k_c$ , обводненности продукции  $B$ , газового фактора пластовой воды  $\Gamma_g$  и нефти  $\Gamma$ , а также дебита жидкости. Как правило, газовый фактор пластовой воды незначителен (не превышает  $1,5-2,0 \text{ м}^3/\text{т}$  и в большинстве случаев принимает значение  $0,2-0,5 \text{ м}^3/\text{т}$  [10]).

2) Периодичность утилизации попутного нефтяного газа определяется отношением полного объема свободного газа в затрубном пространстве  $V_x$  к величине  $V_2$ , характеризующей скорость изменения объема свободного газа в затрубном пространстве  $T = V_x / V_2$ , с учетом (7)–(8) можно записать:

$$T = \frac{[P_{затр}]}{P_{ат}} \frac{T_{ат}}{T_{затр}} \frac{\pi(D_{кол}^2 - D_{НКТ}^2)(H_n - 20)}{4 k_c(B\Gamma_g + (1-B)\Gamma)Q_{ж}} \quad (9)$$

Далее исследуется зависимость периодичности утилизации газа  $T$  как функции важнейших параметров, определяющих интенсивность скапливания попутного нефтяного газа в затрубном пространстве и соответствующую



1 —  $50 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ; 2 —  $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ; 3 —  $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ; 4 —  $300 \text{ м}^3/\text{м}^3$

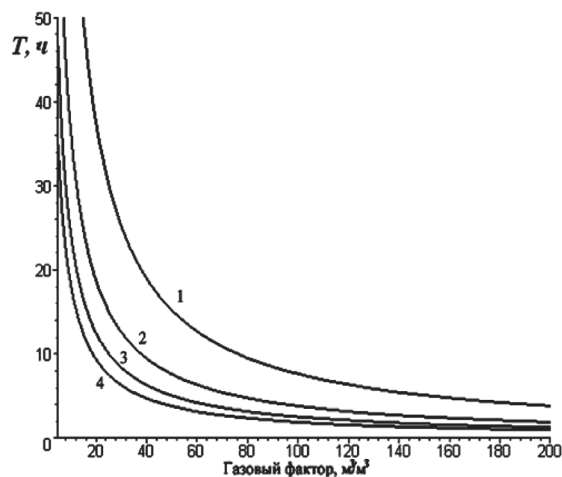
**Рисунок 1.** Зависимость периода утилизации затрубного газа от обводненности продукции при различных газовых факторах  $\Gamma$  (дебит жидкости  $10 \text{ м}^3/\text{сут}$ )

щего роста давления газа. В качестве варьируемых параметров принимаются: газовый фактор, обводненность, дебит скважины. Расчет производится для условий эксплуатации скважины № 2490 НГДУ «Туймазынефть». Пусть  $D_{НКТ} = 0,06 \text{ м}$ ,  $D_{кол} = 0,121 \text{ м}$ ,  $H_n = 1105 \text{ м}$ ,  $\frac{T_{ат}}{T_{затр}} \approx 1$ ,

$P_{затр}(t_1) = 0,1 \text{ МПа}$  (расчет ведем с момента последнего отбора газа),  $[P_{затр}] = 1,73 \text{ МПа}$  (давление, при котором динамический уровень равен  $H_{\delta}(t_2) = H_n - 20$  — рассчитано по формуле (8), исходя из технологического режима скважины, согласно которому при  $P_{затр}(t_1) = 1,65 \text{ МПа}$  соответствующий этому давлению динамический уровень  $H_{\delta}(t_1) = 1085 \text{ м}$ ).  $\rho_n^{ам} \approx 867 \text{ кг}/\text{м}^3$ ,  $\Gamma_g = 0,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Коэффициент сепарации вычисляется по известной зависимости [11]:

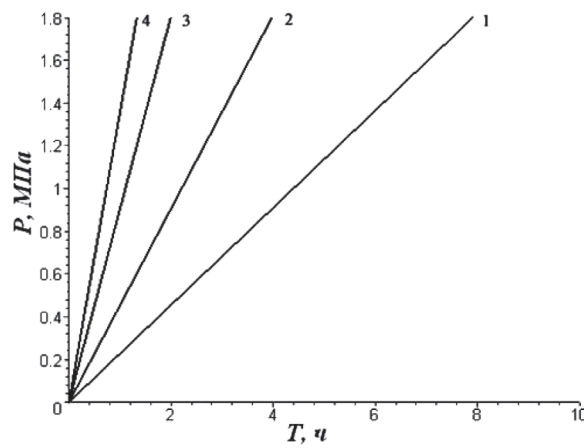
$$k_c = \frac{(D_{кол}^2 - D_{НКТ}^2) / D_{кол}^2}{1 + 36,5 \frac{Q_{жс}}{0,785 D_{кол}^2}} \quad (10)$$

Как видно из рисунков 1–3, период утилизации затрубного газа ( $T$ ) имеет существенную зависимость от обводненности  $B$  и газового фактора  $\Gamma$ . Так, при среднем газовом факторе  $40 \text{ м}^3/\text{м}^3$  значение  $T$  может составлять от 5 до 18 ч в зависимости от дебита жидкости (рисунок 2). При высоких газовых факторах ( $> 100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ) зависимость  $T(\Gamma)$  слабеет, но период утилизации газа при дебитах  $> 10 \text{ м}^3/\text{сут}$  становится уже менее 2 ч. При увеличении обводненности (рисунок 1) период ( $T$ ) достигает значительных величин из-за меньшей растворимости газа в водной фазе.



1 —  $5 \text{ м}^3/\text{сут}$ ; 2 —  $10 \text{ м}^3/\text{сут}$ ; 3 —  $15 \text{ м}^3/\text{сут}$ ; 4 —  $20 \text{ м}^3/\text{сут}$

**Рисунок 2.** Зависимость периода утилизации от газового фактора ( $\Gamma$ ) при различных дебитах жидкости (обводненность 50 %)



1 — 50 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; 2 — 100 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; 3 — 200 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; 4 — 300 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>

**Рисунок 3.** Зависимость интенсивности роста давления затрубного газа от времени при различных газовых факторах (обводненность 50 %, дебит жидкости 10 м<sup>3</sup>/сут)

Интенсивность роста давления затрубного газа возрастает с увеличением газового фактора добываемой продукции (рисунок 3).

При добыче нефти штанговонасосным способом может быть использован другой эффективный метод утилизации — откачка затрубного газа компрессором [12]. Причем, предлагается встроить компрессор в кинематику станка-качалки так, чтобы для нагнетания газа в выкидную линию скважины использовались неуравновешенные силы штанговой колонны при их нисходящем ходе.

#### Выводы

1. Высокое давление затрубного газа оказывает негативное влияние на эффективность механизированной добычи нефти из-за повы-

шения риска отжатия динамического уровня вплоть до приема насоса, что снижает работоспособность скважинных насосов и дебит скважин.

2. Предложены методы утилизации затрубного газа: периодическим отбором передвижным агрегатом из затрубного пространства и компрессором, использующим энергию неуравновешенной штанговой колонны.

3. Приведены алгоритм расчета периода утилизации газа в зависимости от технологических факторов и пример расчета, показывающий взаимосвязь газового фактора, дебита скважины, обводненности и продолжительности периода утилизации.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Уразаков К.Р., Абрамова Э.В., Топольников А.С., Миннигалимов Р.З. Технология увеличения добычи нефти из малопродуктивных скважин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2013. № 4. С. 201–211.

2. Уразаков К.Р., Бахтизин Р.Н., Исмагилов С.Ф., Топольников А.С. Расчет теоретической динамограммы с учетом осложнений в работе скважинного штангового насоса // Нефтяное хозяйство. 2014. № 1. С. 90–93.

3. Bakhtizin R.N., Urazakov K.R., Ismagilov S.F., Topolnikov A.S., Davletshin F.F. Dynamic Model of a Rod Pump Installation for Inclined Wells // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2017. № 4. С. 74–82.

4. Пат. 2305171 РФ, Е 21 В 34/06. Автоматическое клапанное устройство для перепуска затрубного газа / Уразаков К.Р., Молчанова В.А., Маркелов Д.В., Тяпов О.А., Дмитриев В.В., Иконников И.И. Заявлено 26.01.2006; Опубл. 27.08.2007.

5. Пат. 2318983 РФ, Е 21 В 43/00. Автоматическое устройство для перепуска затрубного газа / Уразаков К.Р.,

Молчанова В.А., Маркелов Д.В., Горбунов В.В. Заявлено 07.02.2007; Опубл. 10.03.2008.

6. Грехов И.В. Борьба с факторами, отрицательно влияющими на работу УЭЦН НК «Роснефть» // Матер. науч.-техн. конф. молодых специалистов. Нефтеюганск, 2001. С. 27.

7. Молчанова В.А., Уразаков К.Р. Оценка потерь затрубного газа и периодичности его сброса // Проблемы геологии, геофизики, бурения и добычи нефти. 2005. С. 178–185.

8. Молчанова В.А. Расчет давления газа в затрубном пространстве насосных скважин // Научные исследования и практика совершенствования эксплуатации нефтяных месторождений РБ: матер. VI Конгресса нефтегазопромышленников России. Уфа, 2005. С. 90–93.

9. Хасанов М.М., Булгакова Г.Т., Мукминов И.Р., Мухамедшин Р.К. и др. Методика расчета забойного давления и потенциального дебита скважины. Уфа: УФ ООО «ЮганскНИПИнефть», 2001. 71 с.

10. Гиматулинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра. 1982. 311 с.

11. Середа Н.Г., Сахаров В.А., Тимашев А.Н. Спутник нефтяника и газовика. М.: Недра. 1986. 325 с.

12. Галимов Р.Х. Разработка и совершенствование технологий эксплуатации неоднородных нефтяных пластов: на примере объектов НГДУ «Ленингорскнефть»: автореф. ... канд. техн. наук. Бугульма, 2000. 25 с.

## REFERENCES

1. Urazakov K.R., Abramova E.V., Topol'nikov A.S., Minnigalimov R.Z. Tekhnologiya uvelicheniya dobychi nefiti iz maloproduktivnykh skvazhin [Technology to Increase Oil Production from Low-Productivity Wells]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» — Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2013, No. 4, pp. 201–211. [in Russian].

2. Urazakov K.R., Bakhtizin R.N., Ismagilov S.F., Topol'nikov A.S. Raschet teoreticheskoi dinamogrammy s uchetom oslozhnenii v rabote skvazhinnogo shtangovogo nasosa [Calculation of the Theoretical Dynamogram Taking into Account the Complications in the Well Rod Pump]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2014, No. 1, pp. 90–93. [in Russian].

3. 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. *Scientific Papers NIPi Neftegas SOCAR*, 2017, No. 4, pp. 74–82.

4. Urazakov K.R., Molchanova V.A., Markelov D.V., Tyapov O.A., Dmitriev V.V., Ikonnikov I.I. *Avtomaticheskoe klapannoe ustroystvo dlya perepuska zatrubnogo gaza* [Automatic Valve Device for Bypass of Annular Gas]. Patent RF, No. 2305171, 2007. [in Russian].

5. Urazakov K.R., Molchanova V.A., Markelov D.V., Gorbunov V.V. *Avtomaticheskoe ustroystvo dlya perepuska zatrubnogo gaza* [Automatic Device for Bypass of Annular Gas]. Patent RF, No. 2318983, 2008. [in Russian].

6. Grekhov I.V. Bor'ba s faktorami, otritsatel'no vliyayushchimi na rabotu UETsN NK «Rosneft'» [Fight against Factors That Negatively Affect the Work of Rosneft

ESP.]. *Materialy nauchno-tehnicheskoi konferentsii molodykh spetsialistov* [Materials of Scientific and Technical Conference of Young Specialists]. Nefteyugansk, 2001. P. 27. [in Russian].

7. Molchanova V.A., Urazakov K.R. Otsenka poter' zatrubnogo gaza i periodichnosti ego sbrosa [Estimate of Losses of the Annulus Gas and the Frequency of Its Reset]. *Problemy geologii, geofiziki, bureniya i dobychi nefiti — Problems of Geology, Geophysics, Drilling and Oil Production*, 2005, pp. 178–185. [in Russian].

8. Molchanova V.A. Raschet davleniya gaza v zatrubnom prostranstve nasosnykh skvazhin [Calculation of Gas Pressure in the Annulus of Pumping Wells]. *Materialy VI Kongressa neftegazopromyshlennikov Rossii «Nauchnye issledovaniya i praktika sovershenstvovaniya ekspluatatsii neftyanykh mestorozhdenii RB»* [Materials of the VI Congress of Oil and Gas Industry of Russia «Research and Practice of Improving the Operation of Oil Fields of RB»]. Ufa, 2005. pp. 90–93. [in Russian].

9. Khasanov M.M., Bulgakova G.T., Mukminov I.R., Mukhamedshin R.K. and etc. *Metodika rascheta zaboynogo davleniya i potentsial'nogo debita skvazhiny* [Method of Calculation of Bottom-Hole Pressure and Potential Well Flow Rate]. Ufa, LTD «Yuganskneft'», 2001. 71 p. [in Russian].

10. Gimatudinov Sh.K., Shirkovskii A.I. *Fizika neftyanogo i gazovogo plasta* [Physics of Oil and Gas Formation]. Moscow, Nedra Publ., 1982. 311 p. [in Russian].

11. Sereda N.G., Sakharov V.A., Timashev A.N. *Sputnik neftyanika i gazovika* [Satellite of Oil and Gas Industry]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 325 p. [in Russian].

12. Galimov R.Kh. *Razrabotka i sovershenstvovanie tekhnologii ekspluatatsii neodnorodnykh neftyanykh plastov: na primere ob"ektov NGDU «Leninogorskneft'»: avtoref. kand. tekhn. nauk.* [Development and Improvement of Technologies for Operation of heterogeneous Oil Reservoirs: on the Example of the Facilities of NGDU «Leninogorskneft'»: Cand. Engin. Sci. Avtoref.]. Bugulma, 2000. 25 p. [in Russian].

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

## ABOUT THE AUTHORS

**Рабеев 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

**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

**Молчанова Вероника Александровна**, кандидат технических наук, доцент кафедры «Машины и оборудование нефтегазовых промыслов», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

**Veronika A. Molchanova**, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Oil and Gas Field Machinery and Equipment Department, USPTU, Ufa, Russian Federation