DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-3-59-71
УДК 622.276

К.Р. Уразаков (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация), **С.И. Казетов** (Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина (Национальный исследовательский университет), г. Москва, Российская Федерация),
Ф.Ф. Давлетшин (Башкирский государственный университет, г. Уфа, Российская Федерация)

МЕТОД ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ

Kamil R. Urazakov (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation), **Sagidulla I. Kazetov** (Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russian Federation),
F.F. Davletshin (Bashkir State University, Ufa, Russian Federation)

METHOD OF DESIGNING THE OPTIMUM OPERATION REGIME OF PRODUCTION WELLS AT UZEN OIL FIELD

Введение

Рациональная разработка нефтяных месторождений в значительной степени зависит от правильного решения ряда промышленных задач, одной из которых являются расчет и обоснование оптимального режима эксплуатации добывающего фонда скважин, значительная часть которого эксплуатируется механизированным способом с применением установок скважинных штанговых насосов.

Цели и задачи

Разработать метод проектирования оптимального технологического режима добывающих скважин месторождения Узень.

Решить задачу подбора насосного оборудования и режима откачки, который базируется на критерии максимизации дебита скважины.

Результаты

На основании анализа характера модифицированной кривой притока Вогеля обоснована величина минимального рекомендуемого забойного давления при эксплуатации скважин XIV горизонта месторождения Узень.

Background

Rational development of oil fields largely depends on the correct solution of a number of field problems, one of which is the calculation and justification of the optimal wells operation, the significant part of which is operated by a mechanized method, using the sucker rod pump unit.

Aims and Objectives

To develop a method for designing the optimal technological regime of producing wells of the Uzen oil field.

To solve the problem of selecting pumping equipment and exhaust schedule, based on the criterion of well debit maximum.

Results

Based on the analysis of the nature of the modified Vogel inflow curve, the value of the minimum recommended downhole pressure for the XIV horizon wells exploitation on Uzen oil field is substantiated.

Разработан комплексный подход к расчету прогнозной величины подачи скважинного штангового насоса.

Предложены эмпирическая и полуэмпирическая модели для расчета коэффициента подачи насоса, апробированные на практике. Эмпирическая модель может быть использована для оперативных расчетов при ограниченных исходных данных. Полуэмпирическая модель отражает физическую природу происходящих во внутрискважинной системе процессов, обуславливающих потери подачи насоса.

Предложен метод расчета оптимального технологического режима скважин XIV горизонта месторождения Узень, включающий определение оптимального дебита скважины, скорости откачки и диаметра насоса. Представлен пример графического решения задачи обоснования оптимального режима эксплуатации для одной из скважин XIV горизонта месторождения Узень.

Результаты промысловых экспериментов, проведенных на скважинах XIV горизонта месторождения Узень, подтвердили адекватность представленной математической модели и базирующейся на ней методики проектирования технологического режима.

A comprehensive approach to calculation of the predicted pumping value was developed.

Empirical and semiempirical models are proposed for calculating volume efficiency of pump, which have been tested at oil field. The empirical model can be used for operational calculations with limited initial data. The semiempirical model reflects the physical nature of the processes occurring in the downhole system, causing the loss of pump flow.

A method is proposed for calculating the optimal technological regime of the XIV horizon wells at Uzen oil field, including the optimal well production rate determination, pumping speed and the pump diameter. An example of a graphical solution to the problem of justifying the optimum operating regime for one of the XIV horizon wells on Uzen oil field is presented.

The results of field experiments conducted at the XIV horizon wells on Uzen oil field confirmed the adequacy of the presented mathematical model and the methodology of design of the technological regime based on it.

Ключевые слова: добывающая скважина, технологический режим эксплуатации, коэффициент подачи насоса, штанговая насосная установка, забойное давление

Key words: production well, operating regime of well operation, pump feed ratio, Rod Pump Installation, bottomhole pressure

Успешная разработка нефтяных месторождений в значительной степени зависит от правильного решения ряда промысловых задач, одной из которых является расчет оптимального технологического режима добывающего фонда скважин, значительная часть которого эксплуатируется механизированным способом, с применением установок скважинного штангового насоса (УСШН). При эксплуатации штанговых насосных установок возникает ряд сложностей, связанных с обеспечением, с одной стороны, максимального

дебита скважин, а с другой, достаточной надежности в работе оборудования.

Один и тот же дебит скважины в общем случае можно обеспечить множеством различных режимов работы насосного оборудования. Среди этого множества существует и оптимальная область, индивидуальная для каждой скважины. Для решения этой задачи необходима соответствующая математическая модель, адекватно описывающая внутрискважинные процессы в системе «пласт - насос - лифт».

Расчет максимально возможных отборов жидкости из скважины определяется условием совместной работы системы [1]:

$$\begin{cases} Q_{пл} = f(K_{пр}, P_{пл}, P_{заб}, P_{нас}) \\ Q_n = g(H, \Delta l, q_t, \eta) \end{cases}, \quad (1)$$

где $Q_{пл}$ - приток жидкости из пласта;

$K_{пр}$ - коэффициент продуктивности скважин;

$P_{пл}$ - пластовое давление;

$P_{заб}$ - забойное давление;

$P_{нас}$ - давление насыщения нефти газом;

Q_n - фактическая подача насоса;

H - глубина спуска насоса по вертикали;

Δl - удлинение ствола скважины в месте подвески насоса (для наклонных скважин);

q_t - теоретическая подача насоса;

η - коэффициент подачи насоса.

Расчет оптимального забойного давления

Для прогнозирования дебита скважины решим систему уравнений (1), первое из которых описывает приток жидкости из

пласта, а второе - подачу насосной установки.

В настоящее время, когда пластовое давление выше давления насыщения, а забойное давление ниже давления насыщения, для оценки притока жидкости широко используется композитная зависимость Вогеля, которая для скважин XIV горизонта Узеньского месторождения сильно отличается от фактических данных.

По результатам промыслового эксперимента получена модифицированная формула Вогеля, адаптированная к месторождению Узень [2, 3]:

$$Q = K_0(P_{пл} - P_{нас}) + 0.8 \left(K_0 \frac{P_{нас}}{3.6} \right) \left(1 - \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}} \right)^6 \right), \quad (2)$$

где K_0 - коэффициент продуктивности, соответствующий $P_{заб} = P_{нас}$.

Результаты, полученные по формуле Вогеля с поправкой, наилучшим образом описывают характер зависимости дебита нефти скважины от забойного давления ниже давления насыщения.

На рисунке 1 представлены результаты расчетов по модифицированной формуле (2).

Рисунок 1. Расчетная кривая притока

Изменение характера индикаторной диаграммы с появлением вертикального линейного участка (рисунок 1) указывает на то, что дальнейшее снижение забойного давления не приводит к росту дебита скважины, т.е. точка, соответствующая началу вертикального участка, является критической, ограничивающей дальнейшее снижение забойного давления. Коэффициент продуктивности скважины с началом вертикального участка резко снижается. Коэффициент продуктивности при давлениях ниже давления насыщения определяется по формуле:

$$K_{np} = \frac{dQ}{dp_{заб}} = \frac{4K_0}{3} \left(\frac{p_{заб}}{p_{нас}} \right)^5 = K_0 \varepsilon(p_{заб}), \quad (3)$$

где ε - безразмерный коэффициент, численно равный отношению коэффициента продуктивности при забойном давлении ниже давления насыщения к коэффициенту продуктивности при забойном давлении выше давления насыщения.

Для практических расчетов допустимое снижение продуктивности скважины можно определить из условия $\varepsilon_{\min} = 0.1$.

С учетом данного критерия для XIV горизонта месторождения Узень из (3) можно получить рекомендуемое минимальное допустимое забойное давление $p_{заб\ доп} = 0.68 p_{нас}$.

Расчет коэффициента подачи насоса

Значительную сложность при решении системы (1) представляет второе уравнение, поскольку расчет коэффициента подачи штанговой насосной установки по известным теоретическим зависимостям в промысловых условиях часто бывает невозможным из-за отсутствия или недостаточной точности необходимых исходных данных. В частности, отсутствие по объективным причинам точной информации о величине зазора и обводненности жидкости в плунжерной паре приводит к большим погрешностям при расчете утечек в плунжерной паре, следовательно, и расчете подачи

насоса в целом. Поэтому для надежного прогнозирования подачи насоса с достаточной для практики точностью рекомендуется учесть не поддающиеся расчету объемные потери на основании статистических данных по скважинам залежи.

На основе анализа существующих зависимостей предложены эмпирическая и полумпирическая модели для расчета коэффициента подачи насоса, хорошо зарекомендовавшие себя на практике.

В рамках экспресс-метода (первой модели) адаптация к условиям месторождений включает в себя и нахождение эмпирических коэффициентов α и β зависимости [4, 5]:

$$\eta = \frac{P_{np}}{0.1\alpha + \beta p_{np}}, \quad (4)$$

где p_{np} - давление на приеме насоса.

Коэффициенты определяются следующим образом. На основе статистической информации после предварительной обработки определяется регрессия по зависимости (4), т.е. находятся такие коэффициенты α и β , при которых зависимость (4) лучше всего соответствует фактической совокупности данных.

Аппроксимация производится одним из базовых методов регрессионного анализа - методом наименьших квадратов, при этом аппроксимирующие функции разделяются по дебиту скважины, для каждого интервала дебита подбирается своя аппроксимирующая функция.

Метод наименьших квадратов базируется на критерии минимизации суммы квадратов отклонений подачи насоса: фактической и рассчитанной по формуле (4) по выбранной группе из N скважин:

$$e^2 = \sum_{i=1}^N \varepsilon_i^2 = F(\alpha, \beta) = \sum_{i=1}^N \left(\eta_i - \frac{P_{npi}}{0.1\alpha + \beta p_{npi}} \right)^2 = \min, \quad (5)$$

Задача сводится к нахождению минимума функции двух переменных, для чего мы находим частные производные функции F по переменным α , β и приравняем их нулю:

$$\begin{cases} \frac{\partial F(\alpha, \beta)}{\partial \alpha} = 2 \sum_{i=1}^N \left(\left(\eta_i - \frac{p_{npi}}{0.1\alpha + \beta p_{npi}} \right) \cdot \left(-\frac{0.1 p_{npi}}{(0.1\alpha + \beta p_{npi})^2} \right) \right) = 0 \\ \frac{\partial F(\alpha, \beta)}{\partial \beta} = 2 \sum_{i=1}^N \left(\left(\eta_i - \frac{p_{npi}}{0.1\alpha + \beta p_{npi}} \right) \cdot \left(-\frac{p_{npi}^2}{(0.1\alpha + \beta p_{npi})^2} \right) \right) = 0 \end{cases} \quad (6)$$

Решение системы (6) относительно переменных α и β дает искомое значение эмпирических коэффициентов.

В таблице 1 приведены расчетные адаптационные коэффициенты для XIV горизонта месторождения Узень.

На рисунке 2 показано, как меняется характер аппроксимирующих функций при увеличении дебита скважины. Как видно из графиков, с ростом дебита при прочих равных условиях растет и величина коэффициента подачи.

Таблица 1. Коэффициенты XIV горизонта месторождения Узень

Дебит скважины, м ³ /сут	Коэффициент α	Коэффициент β
$Q \leq 10$	41	2.76
$10 < Q \leq 20$	36	2.18
$20 < Q \leq 30$	13	1.94
$30 < Q \leq 40$	12	1.46
$40 < Q \leq 60$	4	1.34
$Q \geq 60$	3	1.20

Рисунок 2. Аппроксимирующие функции при различных дебитах скважины

С целью повышения точности расчетов предлагается использовать полуэмпирическую модель, отражающую физическую природу происходящих во внутрискважинной системе процессов, обуславливающих потери подачи насоса.

В целом подача штангового насоса:

$$Q = Q_m - Q_m K_L - Q_m K_{pz} - Q_m K_\Gamma(\Gamma) - q_y(\Delta p), \quad (7)$$

где Q_m - теоретическая подача штангового насоса, м³/сут;

K_L - коэффициент потери подачи из-за деформации насосных штанг (потеря длины хода);

K_{pz} - коэффициент потери подачи из-за растворенного газа (объемный коэффициент);

$K_\Gamma(\Gamma)$ - коэффициент потери подачи из-за свободного газа на приеме как функция объемного газосодержания;

$q_y(\Delta p)$ - суточный объем суммарных утечек.

Разделим обе части уравнения (7) на Q_m , зависимость $K_\Gamma(\Gamma)$ опишем функцией ви-

да $K_\Gamma(\Gamma) = \Gamma^A$, где A - положительный коэффициент.

Учитывая, что утечки в плунжерной паре находятся в линейной зависимости от перепада давлений, заменим $q_y(\Delta p)$ на $B\Delta p$, где B - коэффициент, учитывающий потери подачи от перепада давлений. Также используем некоторое начальное значение коэффициента подачи K_0 , соответствующее нулевому перепаду давлений и отсутствию свободного газа на приеме.

Учитывая сказанное выше, представим (7) в виде:

$$\eta = K_0 - \Gamma^A - B\Delta p / Q_m. \quad (8)$$

Коэффициенты аппроксимирующей функции определяются аналогичным образом. Метод наименьших квадратов для зависимости вида (8) по выбранной группе из N скважин сводится к нахождению минимума функции трех переменных $G(K_0, A, B)$, для чего находим частные производные функции G по каждой из переменных и приравняем их нулю:

$$\begin{cases} \frac{\partial G}{\partial K_0} = 2 \sum_{i=1}^N \left(\eta_i - K_0 - \Gamma_i^A - \frac{B\Delta p_i}{Q_{Ti}} \right) = 0 \\ \frac{\partial G(K_0, A, B)}{\partial A} = 2 \sum_{i=1}^N \left(\eta_i - K_0 - \Gamma_i^A - \frac{B\Delta p_i}{Q_{Ti}} \right) \left(\Gamma_i^A \ln \Gamma_i \right) = 0 \\ \frac{\partial G(K_0, A, B)}{\partial B} = 2 \sum_{i=1}^N \left(\eta_i - K_0 - \Gamma_i^A - \frac{B\Delta p_i}{Q_{Ti}} \right) \frac{\Delta p_i}{Q_{Ti}} = 0 \end{cases} \quad (9)$$

Решение системы (9) относительно переменных K_0, A, B дает искомое значение эмпирических коэффициентов.

Результаты обработки данных по скважинам месторождения Узень с помощью регрессионного анализа по зависимости (8) представлены графически на рисунке 3.

Эмпирические коэффициенты K_0, A, B представлены в таблице 2.

Таблица 2. Адаптационные коэффициенты для XIV горизонта месторождения Узень

Дебит, м ³ /сут	K_0	A	B
$Q \leq 10$	0.28	1.87	0.22
$10 < Q \leq 20$	0.39	1.40	0.28
$20 < Q \leq 30$	0.48	1.65	0.32
$30 < Q \leq 40$	0.60	1.68	0.38
$40 < Q \leq 60$	0.68	1.76	0.67
$Q \geq 60$	0.77	1.78	0.82
Средне-взвешенное значение	0.54	1.70	0.52

На основании полученных выше зависимостей, адаптированных для XIV горизонта Узень месторождения, предлагается следующая методика расчета оптимального технологического режима скважин:

1. По формуле (3) рассчитывается оптимальное забойное давление скважины, а по формуле (2) дебит жидкости из пласта, соответствующий оптимальному забойному давлению.

2. Производится расчет давления на приеме насоса при заданном забойном давлении:

$$p_{np} = p_{заб} - \int_{H_n}^{H_{nl}} \frac{\partial p}{\partial h} dh \quad (10)$$

Здесь H_n - глубина спуска насоса;

H_{nl} - глубина залегания продуктивного пласта;

$\frac{\partial p}{\partial h}$ - градиент давления в скважине.

Градиент давления в скважине рассчитывается по корреляции Беггса-Брилла [6, 7].

3. Выбор режима откачки и диаметра насоса базируется на условии равенства подачи насоса и притока жидкости из пласта:

$$Q_{nl} = Q_n = \eta(p_{np}) Q_{теор} = 1440 F_{nl} S n \eta(p_{np}), \quad (11)$$

а также с учетом критерия заданная подача насоса обеспечивается наименьшим диаметром насоса, наибольшей длиной хода станка-качалки и наименьшим числом качаний.

Максимальная скорость откачки выбирается, исходя из условия $Sn \leq 18$. С учетом данного критерия подбирается насос диаметром, наиболее близким к расчетному значению [8-10]:

$$D_n = \frac{Q_{nl}}{6480 \pi \eta(p_{np})} \quad (12)$$

На рисунке 4 представлен пример расчета оптимального технологического режима для скважины № 7705 XIV горизонта Узеньского месторождения, имеющей следующие параметры (таблица 3) и технологические параметры режима работы (таблица 4).

Таблица 3. Параметры работы скважины

Затрубное давление, МПа	0,5
Глубина залегания пласта, м	1256
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)	4,73
Пластовое давление, МПа	9,59
Давление насыщения, МПа	7
Газовый фактор, м ³ /м ³	42,6
Плотность воды, кг/м ³	1054
Плотность нефти, кг/м ³	859
Обводненность продукции, %	51

Таблица 4. Технологические параметры режима работы скважины

Длина хода, м	2,5
Число качаний, мин ⁻¹	7,5
Глубина спуска насоса, м	1104
Диаметр плунжера, мм	44

Из графиков (рисунок 4) видно, что результаты расчетов по эмпирической и полумпирической моделям хорошо согласуются между собой для всей области изменения входных параметров. Кроме того, видно, что обе модели позволяют с высокой степенью точностью прогнозировать величину установившихся технологических параметров работы скважины при совместной работе пласта и насосной установки: расчетный дебит скважины и динамический уровень жидкости отличаются от их фактических значений на величину менее 5 %.

Из расчетных графиков следует также, что наиболее оптимальным с точки зрения максимизации дебита скважины является технологический режим 2, который реализуется использованием диаметра насоса $D_n = 44$ мм при глубине спуска $H_n = 1100$ м. Дальнейшее увеличение подачи насоса увеличением его диаметра, как видно из графиков на рисунке 4, практически не приводит к росту дебита, способствуя лишь росту нагрузок на насосное оборудование.

а)

б)

Рисунок 3. Зависимость коэффициента подачи насоса от газосодержания на приеме и перепада давлений для XIV горизонта месторождения Узень при теоретических дебитах: $Q_{теор} = 30 \text{ м}^3/\text{сут}$ (а), $Q_{теор} = 60 \text{ м}^3/\text{сут}$ (б)

1 - $D_n = 38$ мм;

2 - $D_n = 44$ мм;

3 - $D_n = 57$ мм

Насос модель 1 - расчет по эмпирической модели;
Насос модель 2 - расчет по полуэмпирической модели,
точка соответствует существующему режиму работы

Рисунок 4. Диаграмма совместной работы пласта и насосной установки в координатах «дебит - динамический уровень» (Q-N диаграмма)

Таким образом, можно заключить, что для скважины № 7705 XIV горизонта месторождения Узень выбранный режим эксплуатации является оптимальным. При этом среди скважин XIV горизонта месторождения Узень наряду со скважинами, режим которых близок к оптимальному, имеются также скважины, эксплуатируемые в области, в которой варьируемые технологические параметры не соответствуют оптимальным значениям.

Следует отметить, что для месторождений, разработка которых ведется в осложненных условиях эксплуатации, в частности при высоком пластовом газовом факторе и низком давлении насыщения нефти газом, а также при большой глубине скважин, обуславливающей значительный перепад давления в плунжерной паре и существенную величину деформаций штанговой колонны, предпочтительнее использовать полуэмпирическую модель (модель 2).

Для условий XIV горизонта месторождения Узень обе модели дают близкий результат, в связи в этом далее расчеты производятся согласно эмпирической модели (модели 1) как более простой в реализации.

При подборе *оптимального технологического режима* важную роль играет степень потенциальных эксплуатационных возможностей самого пласта, отражающаяся в коэффициенте продуктивности. На рисунке 5 представлен пример графического решения системы (1) при различных величинах коэффициента продуктивности скважин и одинаковом пластовом давлении, равном $P_{пл} = 11$ МПа.

Из графиков (рисунок 5) следует, что с увеличением коэффициента продуктивности оптимальный технологический режим смещается в сторону больших значений теоретической подачи насоса. К примеру, оптимальный режим, соответствующий скважине с коэф-

фициентом продуктивности (2), при реализации в скважине с большими потенциальными возможностями (3) практически не приводит к росту фактической подачи насоса и является неэффективным.

Результаты промысловых экспериментов, проведенных на скважинах XIV горизонта месторождения Узень направленных на решение задачи оптимизации забойного давления, подтвердили адекватность представленной математической модели. На графиках, изображенных на рисунках 6-8, представлены расчетные и фактические кривые в координатах «забойное давление - число качаний (соответствующее данному забойному давлению)».

Верификация результатов, полученных расчетным путем, сопоставлением с промысловыми данными показала, что относительная ошибка определения технологических параметров не превышает 8 %.

- 1 - $K_{np} = 4 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ и $Q_{теор} = 35 \text{ м}^3/\text{сут}$,
- 2 - $K_{np} = 6 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ и $Q_{теор} = 42 \text{ м}^3/\text{сут}$,
- 3 - $K_{np} = 8 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ $Q_{теор} = 62 \text{ м}^3/\text{сут}$

Рисунок 5. Диаграмма Q-H при различных значениях коэффициента продуктивности

Рисунок 6. Сопоставление расчетных и промысловых данных (скв. № 9448) (сплошная линия - расчетные значения, штриховая - промысловые данные)

Рисунок 7. Сопоставление расчетных и промысловых данных (скв. № 3786) (сплошная линия - расчетные значения, штриховая - промысловые данные)

Рисунок 8. Сопоставление расчетных и промысловых данных (скв. № 4306) (сплошная линия - расчетные значения, штриховая - промысловые данные)

Таким образом, разработанная модель позволяет с высокой степенью точности моделировать внутрискважинные процессы в системе «пласт - скважинный насос - лифт», а значит производить достоверные расчеты оптимальных технологических режимов работы скважин, оборудованных УСШН.

Выводы

1. Обоснован расчетный метод определения минимального рекомендуемого забойного давления при эксплуатации скважин XIV горизонта месторождения Узень.

2. Представлены эмпирическая и полуматематическая модели расчета коэффициента подачи скважинного штангового насоса, адаптированные для месторождения Узень,

базирующиеся на статистической обработке промысловых данных по скважинам месторождения.

3. Предложена методика расчета оптимального технологического режима скважин XIV горизонта месторождения Узень, базирующаяся на критерии максимизации дебита скважины

4. Сопоставлением результатов расчетов по предложенной модели с промысловыми данными показано, что разработанная модель позволяет производить достоверный расчет оптимального технологического режима работы скважин, оборудованных штанговыми насосными установками.

Список литературы

1. Уразаков К.Р., Андреев В.В., Жулаев В.П. Нефтепромысловое оборудование для кустовых скважин. М.: ООО «Недра-Бизнес-центр», 1999. 268 с.
2. Уразаков К.Р. Эксплуатация наклонно направленных насосных скважин. М.: Недра, 1993. 169 с.
3. Гилаев Г.Г., Бахтизин Р.Н., Уразаков К.Р. Современные методы насосной добычи нефти. Уфа: Восточная печать, 2016. 410 с.
4. Уразаков К.Р., Здолик С.Е., Наругманов М.М. и др. Справочник по добыче нефти. СПб.: Недра, 2012. 672 с.
5. Бахтизин Р.Н., Уразаков К.Р., Исмагилов С.Ф., Топольников А.С., Давлетшин Ф.Ф. Динамическая модель штанговой насосной установки для скважин с направленным профилем ствола // SOCAR Proceedings. 2017. No. 4. С. 74-82.
6. Уразаков К.Р. Механизированная добыча нефти: сборник изобретений. Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело», 2010. 329 с.
7. Brill J.P., Mukherjee H.K. Multiphase Flow in Wells. Richardson, Texas, SPE, 1999. 164 p.
8. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. 816 с.
9. РД 03-00147275-065-2001. Глубиннонасосное оборудование. Методика подбора. Уфа: БашНИПнефть, 2001. 83 с.
10. Алексеев Ю.В., Штайгервальд А.Э., Уразаков К.Р. Эмпирические зависимости коэффициента подачи штанговой насосной установки / Тр. БашНИПнефть. Уфа, 2000. Вып. 103. С. 9-15.

References

1. Urazakov K.R., Andreev V.V., Zhulaev V.P. *Neftpromyslovoye oborudovaniye dlya kustovykh skvazhin* [Oilfield Equipment for Cluster Wells]. Moscow, Nedra-Biznesstsentr Publ., 1999. 268 p. [in Russian].
2. Urazakov K.R. *Ekspluatatsiya naklonno napravlennykh nasosnykh skvazhin* [Operation of Inclined Pumping Wells]. Moscow, Nedra Publ., 1993. 169 p. [in Russian].
3. Gilaev G.G., Bakhtizin R.N., Urazakov K.R. *Sovremennyye metody nasosnoy dobychi nefi* [Modern Methods of Pumping Oil Production]. Ufa, Vostochnaya pechat Publ., 2016. 410 p. [in Russian].
4. Urazakov K.R., Zdol'nik S.E., Nagumanov M.M. e.a. *Spravochnik po dobyche nefi* [Reference Book on Oil Production]. Saint-Petersburg, Nedra Publ., 2012. 672 p. [in Russian].
5. Bakhtizin R.N., Urazakov K.R., Ismagilov S.F., Topol'nikov A.S., Davletshin F.F. *Dinamicheskaya model' shtangovoi nasosnoi ustanovki dlya skvazhin s napravlennym profilem stvola* [Dynamic Model of a Rod Pump Installation for Inclined Wells]. *SOCAR Proceedings*, 2017, No. 4, pp. 74-82. [in Russian].
6. Urazakov K.R. *Mekhanizirovannaya dobycha nefi: sbornik izobretenii* [Mechanized Oil Production: Collection of Inventions]. Ufa, Neftgazovoe delo Publ., 2010. 329 p. [in Russian].
7. Brill J.P., Mukherjee H.K. *Multiphase Flow in Wells*. Richardson, Texas, SPE, 1999. 164 p.
8. Mishchenko I.T. *Skvazhinnaya dobycha nefi* [Downhole Oil Production]. Moscow, Neft' i gaz Publ. of Gubkin University, 2003. 816 p. [in Russian].
9. *RD 03-00147275-065-2001. Glubinnonasosnoye oborudovaniye. Metodika podbora* [RD 03-00147275-065-2001. Depth Pumping Equipment. Selection Method]. Ufa, BashNIPneft', 2001. 83 p. [in Russian].

10. Alekseev Yu.V., Shtaigerval'd A.E., Urazakov K.R. *Empiricheskie zavisimosti koeffitsienta podachi shtangovoi nasosnoi ustanovki* [Empirical Dependence of the Feed Ratio of Rod Pump Installation]. Ufa, 2000. Issue 103. P. 9-15. [in Russian].

Авторы

• Уразакوف Камил Рахматуллоевич, д-р техн. наук, профессор
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Профессор кафедры «Машины и оборудование нефтегазовых промыслов»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: urazakk@mail.ru

• Казетов Сагидулла Ибатуллаевич
Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина
Аспирант кафедры «Разработка нефтяных и газовых месторождений»
Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр., 65
e-mail: s.kazetov@gmail.com

• Давлетшин Филус Фанизович
Башкирский государственный университет
Магистрант кафедры геофизики
Российская Федерация, 450076, г. Уфа, ул. Заки Валиди, 32
e-mail: felix8047@mail.ru

The Authors

• Urazakov Kamil R., Doctor of Engineering Sciences, Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Professor Mashines and Equepment for Oil and Gas Fields Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
e-mail: urazakk@mail.ru

• Kazetov Sagidulla I.
Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)
Post-Graduated of Exploitation of Oil and Gas Fields Department
65, Lenin ave., Moscow, 119991, Russian Federation
e-mail: s.kazetov@gmail.com

• Davletshin Filus F.
Bashkir State University
Master Student of Geophysics Department
32, Zaki Validi str., Ufa, 450076, Russian Federation
e-mail: felix8047@mail.ru