

# АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ НОВОПОРТОВСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПО ДАННЫМ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

УДК 622.276.53.054.2

**С.С. Девятьяров**, ООО «Газпромнефть-Ямал»  
(Тюмень, РФ)

**А.В. Трифонов**, ООО «Газпромнефть-Ямал»

**С.А. Суетин**, ООО «Газпромнефть-Ямал»

**А.Ф. Галеев**, ПАО «Газпром нефть» (Санкт-Петербург, РФ)

**Е.А. Кибирев**, ООО «Газпром нефть НТЦ»  
(Санкт-Петербург, РФ)

**Н.П. Сарапулов**, ООО «Газпром нефть НТЦ», Sarapulov.NP@gazpromneft-ntc.ru

**В.С. Вербицкий**, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина (Москва, РФ)

**А.В. Деньгаев**, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

**Р.С. Халиков**, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

В статье приведены результаты опытно-промысловых испытаний установок электрических центробежных насосов (УЭЦН), проведенных ПАО «Газпром нефть» в 2015 г. на Новопортовском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ). Цель исследований – определение параметров эффективной работы УЭЦН разных производителей в близких условиях: насосные системы поочередно устанавливали в одну скважину. По результатам опытно-промыслового исследования были составлены рекомендации по применению испытанных газостабилизирующих устройств в зависимости от доли свободного газа в газожидкостной смеси (ГЖС) на приеме погружной установки. Рекомендации направлены на достижение целевых забойных давлений и дополнительной добычи нефти.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** ПОГРУЖНАЯ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНАЯ НАСОСНАЯ УСТАНОВКА, СКВАЖИНА, НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ВЫСОКИЙ ГАЗОВЫЙ ФАКТОР, ПРОМЫСЛОВЫЕ И СТЕНДОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ, ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА.

В 2015 г. на месторождении ПАО «Газпром нефть» были проведены опытно-промысловые испытания УЭЦН различных производителей в условиях повышенного содержания свободного газа на приеме. Одной из целей было определение пограничных условий применения газостабилизирующих устройств. Эти знания потенциально позволят повысить эффективность эксплуатации нефтяных добывающих скважин с высоким газовым фактором УЭЦН.

В выборе оптимального способа эксплуатации скважин Новопортовского месторождения и уточ-

нения расчетных моделей подбора погружных УЭЦН принимали участие представители компании ПАО «Газпром нефть», российские заводы-изготовители насосного оборудования и РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина.

Промысловые исследования проводились в целях определения параметров эффективной работы УЭЦН разных производителей в близких условиях, т. е. в одну тестовую скважину поочередно были установлены УЭЦН каждого производителя. Нарботка на отказ исследуемых насосных установок должна составить не менее 100 сут при поддержании

определенного технологического режима эксплуатации скважины, обеспечивающего максимально допустимую депрессию на пласт. Тестовая скважина эксплуатировалась со средним дебитом жидкости 28 м<sup>3</sup>/сут, при этом дебит газа составлял 34–38 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Высокое значение объемной доли газа в ГЖС, которую перекачивает погружной насос, может приводить к уменьшению развиваемого напора и, как следствие, к снижению производительности установки, ее нестабильной работе. Поэтому была подобрана тестовая скважина, в которой можно обеспечить режим откачки скважин-

Devyat'yarov S.S., Gazpromneft-Yamal LLC (Tyumen, RF)

Trifonov A.V., Gazpromneft-Yamal LLC

Suetin S.A., Gazpromneft-Yamal LLC

Galeyev A.F., Gazprom Neft PJSC (St. Petersburg, RF)

Kibirev E.A., Gazprom Neft R&D Center LLC (St. Petersburg, RF)

Sarapulov N.P., Gazprom Neft R&D Center LLC, Sarapulov.NP@gazpromneft-ntc.ru

Verbitsy V.S., Gubkin Russian State Oil and Gas University (National Research University) (Moscow, RF)

Den'gaev A.V., Gubkin Russian State Oil and Gas University (National Research University)

Khalikov R.S., Gubkin Russian State Oil and Gas University (National Research University)

### Electrical submersible pump unit performance analysis under the operation conditions of the Novy Port field and according to the data provided by experimental research

The article presents the results of pilot tests of electrical submersible pump units (ESP units) carried out by проведенных Gazprom Neft PJSC in 2015 in the Novy Port oil and gas condensate field (OGCF). The purpose of the research was to determine the parameters of the efficient operation of ESP units from different manufacturers under similar conditions: pump systems were alternately installed in the same well. Based on the results of the pilot tests, there were formulated the guidelines for the use of tested gas-stabilizing devices depending on the proportion of free gas in liquid-gas mixture (LGM) at the intake of the submersible unit. The guidelines are aimed at achieving target bottomhole pressures and additional oil production.

**KEY WORDS:** ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP UNIT, WELL, OIL AND GAS CONDENSATE FIELD, HIGH GAS-OIL RATIO, FIELD AND BENCH TETS, OIL AND GAS PRODUCTION.

ной продукции с высоким содержанием свободного газа у приема исследуемой насосной установки. До проведения промысловых испытаний скважина эксплуатировалась фонтанным способом со следующими технологическими параметрами:  $Q_{жид} = 26 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $Q_n = 22 \text{ т}/\text{сут}$ , обводненность – 8,5 %,  $Q_{газа} = 33\,400 \text{ м}^3/\text{сут}$ , газовый фактор –  $1800 \text{ м}^3/\text{т}$ ,  $p_{заб} = 8,4 \text{ МПа}$ .

Для защиты погружного насоса от вредного влияния свободного газа производители насосного оборудования, участвовавшие в сравнительных испытаниях, предложили использовать специальные модули в составе насосной установки. Состав объекта испытаний для первого производителя – «электроцентробежный насос – мультифазный насос – газосепаратор» («1»), а для второго производителя – «электроцентробежный насос – мультифазный насос – сдвоенный газосепаратор» («2»).

После проведения монтажных и пусконаладочных работ в тестовой скважине в процессе вывода скважины на установивший-

ся режим работы наблюдались нестабильные режимы откачки скважинной продукции. Несмотря на это, скважина эксплуатировалась в течение испытательного срока (100 сут) со значительными периодами стабильной работы при следующих технологических параметрах:

- для УЭЦН «1»:  $Q_{жид} = 29,4 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $Q_{газа} = 37\,626 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $p_{пр} = 4,2 \text{ МПа}$ ;
- для УЭЦН «2»:  $Q_{жид} = 26 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $Q_{газа} = 33\,929 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $p_{пр} = 3,9 \text{ МПа}$ .

На рис. 1, 2 представлены изменения технологических показателей скважины в динамике за период 100 дней.

При давлении на приеме  $p_{пр} = 4 \text{ МПа}$  расчетное давление на выходе из установки, по методике Ансари, составляло 16 МПа. Перепад давления, создаваемый насосной системой в таком случае, равнялся 12 МПа. Расчетные методики представлены в источниках [1, 2].

Для оценки параметров сепарации у приема погружного насосного оборудования производился замер объемного расхода газа, отсепарированного в затрубное

пространство тестовой скважины в условиях работы УЭЦН «2».

Объемно-расходное газосодержание смеси до естественной сепарации на приеме газосепаратора для насосной системы «1» составило 96,7 %, для насосной системы «2» – 97,0 %; а на первых ступенях мультифазной секции (фазообразователя) для «1» – 37,3–44,2 % (в зависимости от методики расчета сепарации газа – П.Д. Ляпков; Р. Маркез [3, 4]) для «2» – 44,1 % (в период испытания второй насосной системы был осуществлен отдельный замер дебита газа из затрубного пространства и НКТ). Согласно программе опытно-промысловых испытаний обе компоновки отработали установленные сроки и были демонтированы в рабочем состоянии для проведения дальнейших исследований на испытательном стенде.

Результаты промысловых испытаний позволили сравнить технологические показатели работы погружных насосных установок, однако определить явного лидера не удалось из-за недостаточности

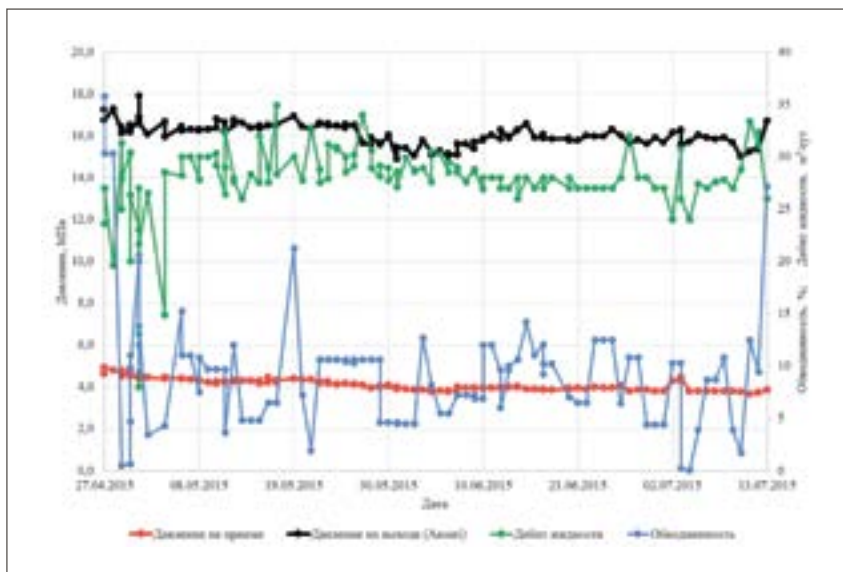


Рис. 1. Технологические параметры работы тестовой скважины



Рис. 2. Сравнение расчетных давлений на выходе насоса при использовании разных методик

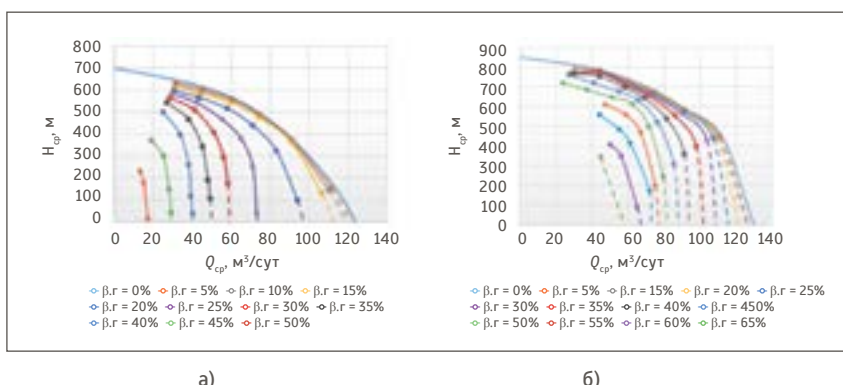


Рис. 3. Напорная характеристика при различном газосодержании на входе в насос, на грубодисперсной ГЖС при давлении у входа 0,2 МПа изготовителя «2»: а) насосной секции; б) насосной секции + фазообразователя

информации по работе отдельных элементов УЭЦН на ГЖС. Общая картина промышленных исследований показала, что УЭЦН двух производителей отработали в тестовой скважине с содержанием свободного газа у приемной сетки газосепаратора более 95 % по объему, что является образцовым показателем для комплектации газозащитных модулей в составе УЭЦН. По энергоэффективности насосная система «1» превзошла сборку «2». Так, за время испытаний в стабильные периоды работы удельный расход энергии (УРЭ) составлял: для «1» – 1 кВт/т; для «2» – 1,5 кВт/т.

Исследование характеристик полнокомплектной установки «электроцентробежный насос – мультифазный насос – газосепаратор» и испытания отдельных узлов компоновки проводились в лаборатории кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. Стендовые исследования позволили определить технические возможности газосепаратора, мультифазного насоса и ЭЦН в различных условиях, в том числе близких к промышленным условиям тестовой скважины. Одной из целей стендовых испытаний было выявление степени деформации напорно-расходных характеристик насосов в результате влияния свободного газа. Для определения развиваемого агрегатами напора необходимо учитывать изменения плотности перекачиваемой среды. Целесообразно для исследования закономерностей работы погружных центробежных насосов использовать среднеинтегральные характеристики. Кривые в координатах  $H_{cp} - Q_{cp}$  (среднеинтегральный напор и подача) не зависят от плотности среды. Инвариантность позволяет сравнивать между собой характеристики насосов с различным числом ступеней на ГЖС, и в случае бескавитационной работы характеристики насосных систем на ГЖС должны совпадать

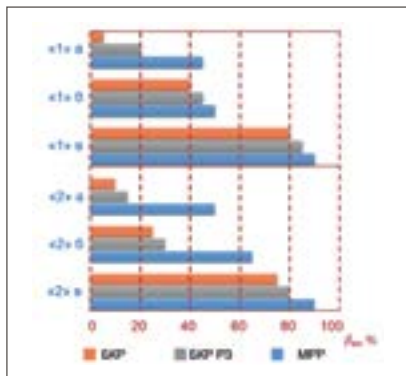


Рис. 4. Диаграмма областей применимости технологий:  
«1» а – центробежный насос первого производителя; «1» б – центробежный насос + предвключенный мультифазный насос первого производителя;  
«1» в – центробежный насос + предвключенный мультифазный насос + газосепаратор первого производителя;  
«2» а – центробежный насос второго производителя; «2» б – центробежный насос + предвключенный мультифазный насос второго производителя;  
«2» в – центробежный насос + предвключенный мультифазный насос + двойной газосепаратор второго производителя

с характеристиками систем на однородных жидкостях (на воде).

Испытания проводились при постоянном расходе по жидкости: 30, 45, 60, 75, 90 и 110 м<sup>3</sup>/сут при уровне газосодержания β<sub>г</sub> от минимального (0 %) до максимального, при котором происходит снижение напора установки до 0 м. Пример результатов представлен на рис. 3а, б.

В результате проведенных стендовых испытаний была построена диаграмма областей применимости технологий (рис. 4), на которой отражены три возможные зоны использования насосных систем:

- БКР – бескавитационный режим работы, т. е. без деформации расходно-напорной характеристики установки по всему возможному диапазону работы установки;

- БКР РЗ – бескавитационный режим работы рабочей зоны, т. е. без деформации расходно-напорной характеристики установки по рабочему диапазону, заявленному производителем;

- МРР – максимально возможный режим работы установки, зафиксированный при проведенных стендовых испытаниях.

Параметры выбора предвключенных устройств в целях снижения вредного влияния свободного газа были основаны на результатах стендовых испытаний, где удерживалось постоянное значение входного давления на уровне 0,2 МПа. В реальных скважинных условиях входное давление может превышать 10 МПа. В ходе проведенных ранее проф. А.Н. Дроздовым исследований влияния входного давления на эффективность работы центробежного насоса при откачке ГЖС было отмечено, что при росте входного давления повышается эффективность работы насоса с ГЖС (при одинаковых объемно-расходных газосодержаниях), однако это увеличение наблюдается в диапазоне давлений на входе 0,1–3,1 МПа, при дальнейшем повышении давления роста эффективности не наблюдалось [5]. Испытания при уровне входного давления 0,2 МПа позволяют

применять полученные результаты для подбора предвключенных устройств в составе насосных систем для реальных добывающих скважин.

На рис. 5 отображены результаты стендовых испытаний, представленных в виде зависимости (а) отношения подачи на ГЖС к подаче на жидкости (K<sub>q</sub>) от входного объемно-расходного газосодержания (β<sub>вх</sub>) и зависимости (б) отношения максимального КПД на ГЖС к максимальному КПД на воде (K<sub>η</sub>) от того же параметра.

Так, например, лабораторные исследования показали, что с использованием воды в качестве рабочего агента испытываемые насосные системы характеризуются следующими показателями:

- насос «1»: Q<sub>опт</sub> = 110 м<sup>3</sup>/сут, η<sub>max</sub> = 56 %;
- насос + фазопреобразователь «1»: Q<sub>опт</sub> = 117 м<sup>3</sup>/сут, η<sub>max</sub> = 47 %;
- насос «2»: Q<sub>опт</sub> = 74,2 м<sup>3</sup>/сут, η<sub>max</sub> = 46,6 %;
- насос + фазопреобразователь «2»: Q<sub>опт</sub> = 90,7 м<sup>3</sup>/сут, η<sub>max</sub> = 30,3 %.

Показатель объемно-расходного газосодержания является

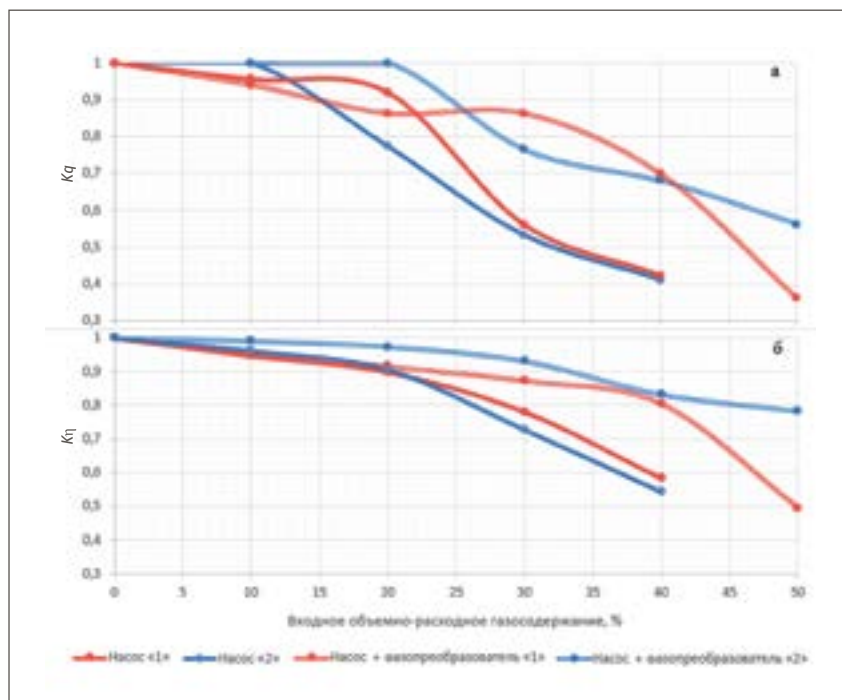


Рис. 5. Результаты стендовых испытаний:  
а) кривые относительных подач (K<sub>q</sub>) для испытываемых насосных систем при откачке модельной газожидкостной смеси; б) кривые относительных КПД (K<sub>η</sub>)

ключевым при оценке условий работы глубинно-насосного оборудования в условиях многофазного потока и преимущественно определяет влияние газа на его работу [6]. Используя кривые, представленные на рис. 5, можно пересчитать подачи насосов, испытанных на воде, на рабочую жидкость, представленную ГЖС с заданной долей свободного газа, таким образом, чтобы КПД установки оставался максимальным. Более того, можно рассчитать, каким будет КПД насосной системы.

Для пересчета показателей представленных насосных систем на условия промысла необходимо воспользоваться зависимостями:

$$Q_{см} = Q_{в} K_q, \quad (1)$$

$$\eta_{см} = \eta_{в} K_{\eta}, \quad (2)$$

где  $Q_{в}$  – подача насоса на воде, при котором КПД максимален, м<sup>3</sup>/сут;  $Q_{см}$  – подача насоса на ГЖС, м<sup>3</sup>/сут;  $\eta_{в}$  – КПД на воде, %;  $\eta_{см}$  – КПД на ГЖС, %.

Для комплектации насосной секции «1» с фазообразователем при входном газосодержании в мультифазную ступень  $\beta_{вх} = 40\%$  используемые зависимости показали следующие значения:

$$Q_{см}^1 = Q_{в}^1 K_q^1 = 117,0 \cdot 0,7 = 81,9 \text{ м}^3/\text{сут}, \quad (3)$$

$$\eta_{см}^1 = \eta_{в}^1 K_{\eta}^1 = 47,0 \cdot 0,8 = 37,6 \%. \quad (4)$$

Расчет среднеинтегральных характеристик насосной систе-

мы «1», испытанных на промысле, выявил, что глубинно-насосное оборудование работало при показателях  $Q_{ср} = 32,1 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $\eta = 19,0\%$ , при частоте 43 Гц.

Скорректируем подачу и КПД насоса на частоту 43 Гц, воспользовавшись законами пропорциональности:

$$Q_{см}^{43 \text{ Гц}} = Q_{см}^{50 \text{ Гц}} \cdot \frac{43 \text{ Гц}}{50 \text{ Гц}} = 81,90 \cdot 0,86 = 70,43 \text{ м}^3/\text{сут}, \quad (5)$$

$$\eta_{см}^{43 \text{ Гц}} = \eta_{см}^{50 \text{ Гц}} \left( \frac{43 \text{ Гц}}{50 \text{ Гц}} \right)^3 = 37,60 \cdot 0,64 = 24,06 \%. \quad (6)$$

В условиях промысла подобранная компоновка работала в левой области по напорно-расходной характеристике со снижением КПД на 5 % от максимально возможного для данной сборки.

Комплектация «2» с фазообразователем при расчетном входном газосодержании в мультифазную ступень  $\beta_{вх} = 44,1\%$ :

$$Q_{см}^2 = Q_{в}^2 K_q^2 = 90,70 \cdot 0,64 = 58,05 \text{ м}^3/\text{сут}, \quad (7)$$

$$\eta_{см}^2 = \eta_{в}^2 K_{\eta}^2 = 30,30 \cdot 0,80 = 24,24 \%. \quad (8)$$

Расчет среднеинтегральных характеристик насосной системы «2», испытанных на промысле, выявил, что глубинно-насосное оборудование работало

при показателях  $Q_{ср} = 28,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $\eta = 14,0\%$ , при частоте 47 Гц:

$$Q_{см}^{47 \text{ Гц}} = Q_{см}^{50 \text{ Гц}} \cdot \frac{47 \text{ Гц}}{50 \text{ Гц}} = 58,05 \cdot 0,94 = 54,57 \text{ м}^3/\text{сут}, \quad (9)$$

$$\eta_{см}^{47 \text{ Гц}} = \eta_{см}^{50 \text{ Гц}} \left( \frac{47 \text{ Гц}}{50 \text{ Гц}} \right)^3 = 24,24 \cdot 0,83 = 20,12 \%. \quad (10)$$

В условиях промысла подобранная компоновка работала в левой области со снижением КПД на 6 % от максимально возможного для данной сборки.

## ВЫВОДЫ

Испытания позволили оценить технический предел рассмотренных технологий ЭЦН в работе с повышенным содержанием свободного газа.

По результатам тестирования установок «1» и «2» была подготовлена диаграмма областей применимости насосных секций с различными типами предвключенных устройств (рис. 4). При эксплуатации оборудования в периоды стабильной добычи деформация расходно-напорной характеристики глубинно-насосной установки «1» составила 8 % (при  $Q_{ж} = 29,4 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $p_{нр} = 4,1 \text{ МПа}$ ), установки «2» – также 8 % (при  $Q_{ж} = 26 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $p_{нр} = 3,9 \text{ МПа}$ ). Сепаратор «1», представленный одной секцией, не уступал в эффективности сдвоенному сепаратору «2». ■

## ЛИТЕРАТУРА

1. Брилл Дж.П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. М. – Ижевск: Ин-т комп. иссл., 2006. С. 277–314.
2. Beggs H.D., Brill J.P. A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes. JPT, 1973, May. P. 607–617.
3. Ляпков П.Д. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине. М.: МИНГ, 1987. 71 с.
4. Marquez R. Modeling Downhole Natural Separation: PhD dissertation. Tulsa, Oklahoma, The University of Tulsa, 2004.
5. Дроздов А.Н. Разработка методики расчета характеристики погружного центробежного насоса при эксплуатации скважин с низкими давлениями у входа в насос: дис. ... канд. техн. наук. М., 1982. 212 с.
6. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М.: Российский гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. 448 с.

## REFERENCES

1. James P. Brill and Hemanta Mukherjee. Multiphase Flow in Wells. Moscow – Izhevsk, Institute of comp. research, 2006, P. 277–314. (In Russian)
2. Beggs H.D., Brill J.P. A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes. JPT, 1973, May. P. 607–617.
3. Lyapkov P.D. Selection of a Submersible Pump Unit for a Well. Moscow, MING, 1987. 71 pp. (In Russian)
5. Drozdov A.N. Development of a Technique for Calculating the Characteristics of a Submersible Pump when Operating Wells with Low Pressures at the Pump inlet – thesis... Ph.D. in Engineering Science. Moscow, 1982, 212 pp. (In Russian)
6. Mishchenko I.T. Downhole Oil Production. Moscow, Gubkin Russian State Oil and Gas University, 2015, 448 pp. (In Russian)