

25.00.17 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
(технические науки)

DOI: DOI: 10.31660/0445-0108-2020-3-100-108

УДК 622.276.012.05

Результаты внедрения технологии по удалению газа из затрубного пространства скважины созданием вакуума на Заречном месторождении

**Г. И. Бикбулатова¹, А. А. Исаев², А. С. Галеев¹, Ю. А. Болтнева^{1*},
О. А. Шипилова¹, Т. А. Ганиев¹**

¹Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, Россия

²ООО УК «Шешмаойл», г. Альметьевск, Россия

*e-mail: agni-ngo@mail.ru

Аннотация. Реализация технологии по откачке и частичной утилизации попутного газа на нефтяных месторождениях методом вакуумирования, с использованием установки для откачки газа из затрубного пространства скважины и закачки его в систему сбора продукции (КОГС), на скважинах, эксплуатируемых штанговыми насосными установками (ШСНУ), Заречного месторождения АО «Геотех» Республики Татарстан, позволила оценить эффективность рассматриваемой системы добычи.

Экспериментальные исследования показали, что снижение затрубного давления вызывает значительное повышение динамического уровня и улучшение условий притока нефти к скважине. Работа ШСНУ в таких условиях обеспечивает увеличение коэффициентов подачи и наполнения насоса и, соответственно, прирост дебита нефти.

Ключевые слова: удаление газа из затрубного пространства; метод вакуумирования; улучшение притока нефти к скважине

**The results of introducing technology to remove gas from the annulus
of a well by creating vacuum at the Zarechnoye field**

**Goliya I. Bikbulatova¹, Anatoly A. Isaev², Akhmetsalim S. Galeev¹,
Yulia A. Boltneva^{1*}, Olga A. Shipilova¹, Tair A. Ganiev¹**

¹Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russia

²Sheshmaoil Management Company LLC, Almetyevsk, Russia

*e-mail: agni-ngo@mail.ru

Abstract. The technology for pumping out and partial utilization of associated gas in oil fields by the vacuum method, using a unit for pumping gas from the annulus of the well and pumping it into the product collection system (KOGS), have been implemented at wells at the Zarechnoye field of Geotech JSC in the Republic of Tatarstan. These wells are operated by sucker rod units. The use of the KOGS unit allowed us to evaluate the effectiveness of the production system under consideration

Experimental studies have shown that a decrease in annular pressure causes a significant increase in the dynamic level and an improvement in the conditions of oil inflow to the well. The operation of sucker rod units in such conditions provides an increase in the delivery and filling coefficients of the pump and, accordingly, an increase in oil production.

Key words: gas removal from the annulus of the well; evacuation method; improved oil flow to the well

Введение

На сегодняшний день реализация технологии по откачке и частичной утилизации попутного газа на нефтяных месторождениях представляет особый интерес в связи с Постановлением Правительства РФ № 1148 от 8 ноября 2012 г.¹ Согласно пункту 2 этого Постановления, установлен целевой показатель сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) на факельных установках на 2012 год и последующие годы в размере не более 5 % от объема добытого попутного нефтяного газа. Теперь при сжигании на факельных установках более установленного объема добытого ПНГ плата за выбросы вредных веществ, образующихся при этом, рассчитывается как за сверхлимитное загрязнение. При расчете к нормативам платы применяется повышающий дополнительный коэффициент, имеющий неуклонную тенденцию к росту. В 2012 году этот коэффициент равнялся 4,5, в 2013 году — уже 12, а с 2014 года он увеличен более чем вдвое — до 25 (в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 17.12.2016 г. № 1381)².

Помимо экономических причин, то есть избавления от штрафных санкций, представляемая технология откачки газа из затрубного пространства методом вакуумирования позволит избежать отеснения динамического уровня жидкости в скважине, приводящего к срыву подачи насоса. Традиционные технологии отвода газа из затрубного пространства скважин при механизированной добыче нефти с помощью штангового глубинного насоса (ШГН) используют [1–3]:

- устьевые обратные клапаны;
- перепускные клапаны, установленные на насосно-компрессорной трубе (НКТ);
- компрессоры, смонтированные на станке-качалке или устьевой арматуре.

Каждый из применяемых способов имеет свои особенности, однако все эти устройства оказываются зачастую неработоспособными из-за недоучета осо-

¹ Постановление Правительства Российской Федерации от 8 ноября 2012 г. № 1148 «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://static.government.ru/media/files/YOaA71NIBV9VKXTPkTNmWyzca0dFWQg3.pdf>.

² Постановление Правительства Российской Федерации от 17.12.2016 № 1381 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 8 ноября 2012 г. № 1148» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_209224/4f0456b4de1f4a4a60a05e81cb782d48a96d116e/.

бенностей при стравливании газа [4–7]. В частности, эффективная работа клапанов возможна только при повышенном значении затрубного давления по сравнению с давлением в напорном трубопроводе [8], а срабатывание перепускных клапанов возможно только при соблюдении условий образования заданного перепада между затрубным и линейным давлением.

Объект и методы исследования

Технология вакуумирования с использованием установки для откачки газа из затрубного пространства скважины и закачки его в систему сбора продукции (КОГС), разработанная отделом инноваций и экспертизы ООО УК «Шешмаойл» [9, 10], позволяет улучшить условия притока нефти к скважине, а также физико-химические и структурные свойства нефти [11, 12]. Принципиальная технологическая схема установки КОГС представлена на рисунке 1.

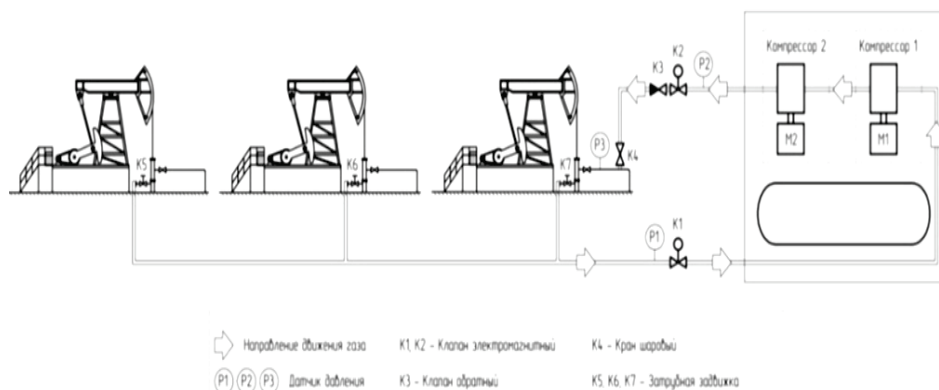


Рис. 1. Принципиальная схема установки КОГС

Установка работает как в автоматическом режиме, так и в режиме местного управления с максимальной производительностью компрессора КОГС $0,95 \text{ м}^3/\text{мин}$ и максимальным рабочим давлением — $2,5 \text{ МПа}$. Установка монтируется на небольшой площадке, так как габариты КОГС небольшие — $4,2 \text{ м}^2$, в непосредственной близости к скважине, на грунт и подключается к скважине.

Режим работы установки КОГС устанавливается опытным путем:

- предварительная работа установки после запуска составляет $1,5\text{--}2$ часа для определения состояния образовавшегося вакуума, согласно показаниям вакуумметра 9 (рис. 2);
- отключив установку, необходимо определить время падения образовавшегося вакуума до $-0,01 \text{ МПа}$, после чего производится запуск установки и выставляется режим работы.

Для реализации самонастраиваемого режима эксплуатации скважины, то есть автоматического отключения-включения трехступенчатых компрессоров установки, используется станция управления БС-21-УВС-2 (см. рис. 1).

В автоматическом режиме станция обеспечивает управление установкой КОГС по сигналам с датчиков давления, установленных на приемной и выкидной линиях [13, 14]. В режиме местного управления установка КОГС включается и отключается кнопками управления, расположенными на лицевой стороне станции. Данные по установке передаются на автоматизированное

рабочее место диспетчера в режиме реального времени независимо от режима работы станции, что позволяет круглосуточно контролировать работу установки, архивировать параметры ее работы и визуализировать причины остановки при нештатных ситуациях.

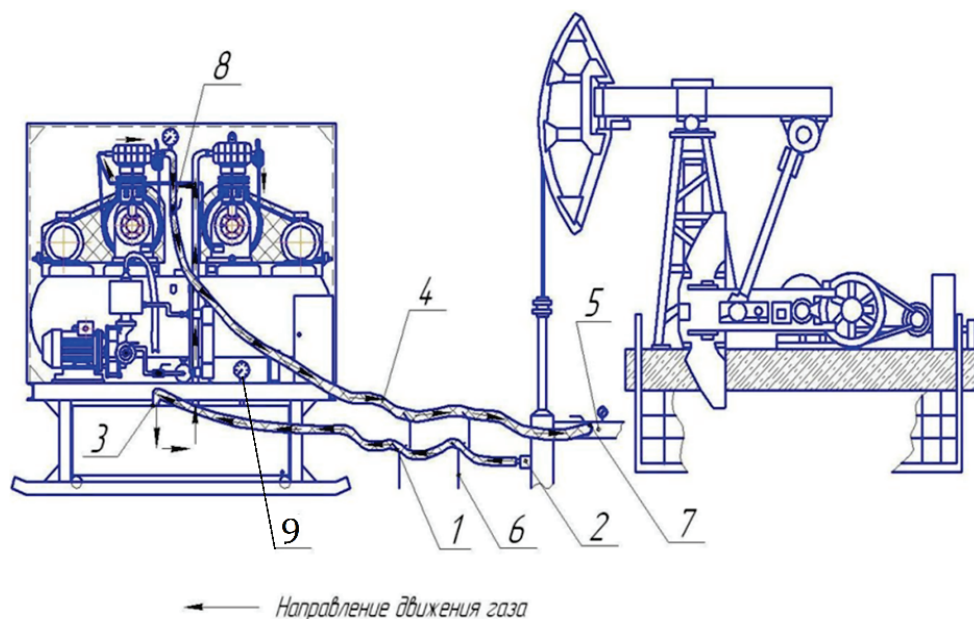


Рис. 2. Технологическая схема откачки газа установкой КОГС:

1 — приемная линия установки; 2 — затрубная задвижка; 3 — емкость для сбора конденсата; 4 — выкидная линия; 5 — обратный клапан; 6 — монтажная опора; 7 — прободоотборный кран; 8 — нагнетательная линия компрессора; 9 — вакуумметр

В качестве основного критерия выбора для определения объема внедрения КОГС применяется коэффициент технологической эффективности [14]:

$$K_{эф} = \frac{Q_{жв}}{Q_{жн}} = \frac{(P_{пл} - P_{заб} - P_{затрв})}{(P_{пл} - P_{заб} - P_{затрн})}, \quad (1)$$

где $P_{затрн}$ и $P_{затрв}$ — давление газа в затрубном пространстве до и во время вакуумирования, МПа; $Q_{жн}$ и $Q_{жв}$ — дебит скважины до и во время вакуумирования, м³/сут; $P_{заб}$ и $P_{пл}$ — забойное и пластовое давление, МПа.

Территорией исследований является каменноугольная система Заречного месторождения АО «Геотех» Республики Татарстан. Объектом проведения исследований влияния вакуумирования на работу насоса и скважины выбран турнейский ярус.

В целом по турнейскому ярусу можно сказать, что лучшими коллекторскими свойствами обладают комковатые и в меньшей степени полидетритово-суглистые разности известняков. Следует отметить, что разрез турнейской продуктивной толщи обладает как макро- так и микронеоднородностью коллекторских свойств. Это выражается в незакономерном чередовании пористых и плотных карбонатных пород, что обусловлено как седиментационными, так и эпигенетическими причинами [15–17]. Что касается плотных разностей, то наличие в них довольно многочисленных открытых микротрещин со следами

нефти, иногда пятнистое нефтенасыщение, а также небольшая мощность прослоев позволяют говорить об отсутствии у них экранирующих качеств [18–20]. Все это свидетельствует о существовании гидродинамической связи между эффективными прослоями толщи и определяет массивный тип залежей.

Разработка турнейского объекта ведется с 2004 года. С начала разработки пластовое давление снизилось на 2,8 МПа и составляет 8,7 МПа. Забойное давление в скважинах 3,9 МПа при давлении насыщения 3,83 МПа. Разработка турнейского объекта характеризуется опережающим обводнением, это объясняется высокой вязкостью нефти и прорывом воды по трещинам и более проницаемым пропласткам. Распределение параметра пористости в трехмерных геологических моделях представлено на схематическом геологическом профиле (рис. 3).

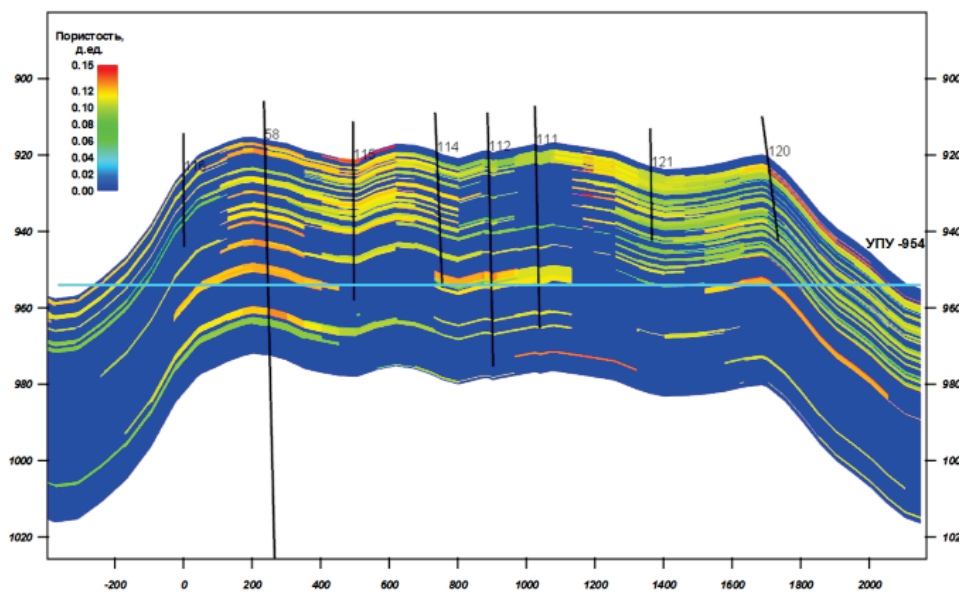


Рис. 3. Схематический профиль распределения параметра пористости в продуктивных отложениях турнейского яруса

Таблица 1

Газосодержание в нефти и время работы КОГС

Номер куста, заводской номер установки	Номер скважин	Газосодержание, м ³ /тн	Дебит по нефти, т/сут	Расчетное количество газа в скважине, м ³ /сут	Время вакуумирования, мин	Время набора давления, мин	Время работы КОГС, %
Куст 14 зав. № 5	110	10,4	2,36	80,4	3	34	8,8
	114	15,65	1,61				
Куст 19 зав. № 2	118	14,71	0,42	50,4	22	82	26,8
	128	14,75	0,69				

Наиболее предпочтительным для проведения наших исследований выбрана журавлиная залежь, которая имеет наибольшую эффективную нефтенасыщенную толщину — 10 м, небольшую глубину залегания, по сравнению с остальными залежами, и составляет в среднем 980 метров.

Внедрение данной технологии проводилось на скважинах 110, 114, 118, 128 АО «Геотех». По состоянию на 01.06.2019 на выбранных для исследования скважинах, оборудованных установками КОГС, по АО «Геотех» количество газа в скважине не превышает 51 м³/сут (табл. 1). Учитывая КПД КОГС при перекачке ПНГ, который составляет не менее 0,8, время работы установок не должно превышать 173 минуты (около 3 часов), при этом коэффициент эксплуатации установок будет 0,12.

Результаты исследования

При исследовании проводились динамометрирование всех четырех скважин и снятие диаграмм как до запуска установки КОГС (динамограмма зеленого цвета), так и после вакуумирования (динамограмма красного цвета). Наложение двух фактических динамограмм наглядно демонстрирует увеличение коэффициента наполнения насосов (рис. 4–7).

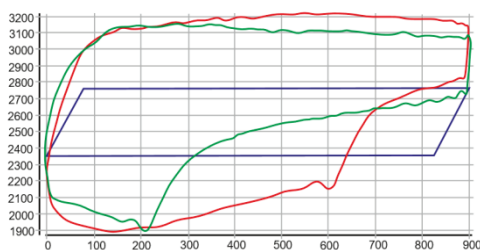


Рис. 4. Динамограмма по скв. 110

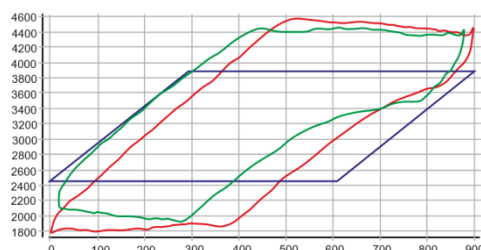


Рис. 5. Динамограмма по скв. 114

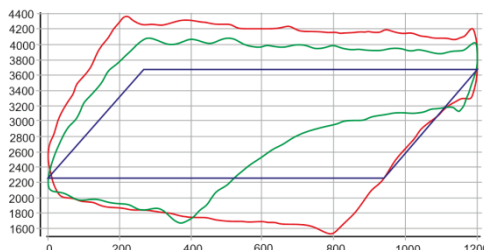


Рис. 6. Динамограмма по скв. 118

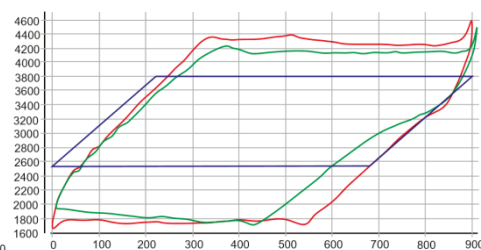


Рис. 7. Динамограмма по скв. 128

Все результаты проведенного эксперимента сведены в общую таблицу 2.

Таблица 2

Результат эксперимента до и после вакуумирования

Номер скважины	Давление затрубное до вакуума, атм	Динамический уровень, м		Коэффициент подачи		Коэффициент наполнения		Дебит по динамограмме, м ³ /сут	
		до	после	до	после	до	после	до	после
110	5,1	995	908	0,21	0,60	0,26	0,73	0,4	0,7
114	5,0	1027	947	0,26	0,37	0,44	0,61	1,6	2,8
118	6,7	955	857	0,28	0,60	0,70	0,85	1,5	3,3
128	6,5	952	815	0,43	0,54	0,64	0,80	2,1	2,7

Выводы

- Все скважины до применения КОГС работали с затрубным давлением менее 0,7 МПа. После установки и запуска КОГС затрубное давление снижалось до минус 0,05–0,08 МПа, а динамический уровень значительно повышался в среднем на 100 метров.
- Повышение динамического уровня и удаление газа из жидкости приводят к увеличению коэффициентов подачи на 0,23 (91,9 %) и наполнения на 0,24 (66,25 %), а динамограммы становятся более полными.
- В среднем увеличение дебита жидкости по скважине составило 0,9 м³/сут (74,6 %).
- Откачка газа из затрубного пространства установками КОГС позволит увеличить поступление газа в пункты сбора нефти и газа.

Библиографический список

1. Севастьянов А. В., Иванов А. А., Фаткуллин А. С. Технология отвода газа из затрубного пространства нефтяных скважин // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 9 – С. 54–55.
2. К проблеме повышения эффективности работы насосных агрегатов / А. С. Галеев [и др.] // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: сб. науч. тр. Междунар. науч.-техн. конф., посвященной 60-летию юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории «Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности» (Октябрьский, 10 февраля 2017 г.) / Отв. ред. Р. Н. Сулейманов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 93–109.
3. Колесова С. Б., Насыров А. М., Полозов М. Б. Снижение влияния свободного газа на работу насосного оборудования // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 6 (66). – С. 48–51.
4. Alshahrani, D., Zeitoun, O. Natural convection in air-filled horizontal cylindrical annuli // Alexandria Engineering Journal. – 2005. – Vol. 44. – P. 813–823.
5. Молчанова В. А., Топольников А. С. Исследование эффективности устройства для откачки газа из затрубного пространства // Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 10 – С. 34–40.
6. A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores / A. M. Ansari [et. all] // SPEPF 143, Trans. AIME. – P. 143–152.
7. Мак-Кой Ч. Работающий от балансира станка-качалки газовый компрессор различных промысловых операциях / Пер. В. Иванова // Нефтегазовые технологии. – 2004. – № 3. – С. 44–46.
8. Эффективность удаления газа из скважины / А. А. Исаев [и др.] // Георесурсы. – 2018. – Т. 20, № 4. – С. 359–364. DOI: 10.18599/grs.2018.4.359-364
9. Исаев А. А., Малыхин В. И., Шарифуллин А. А. Улучшение экологической безопасности на устье добывающих скважин // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 4. – С. 64–69.
10. Исаев А. А. Внедрение интеллектуальной установки для вакуумирования типа КОГС // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 12. – С. 63–67.
11. Эффективная система добычи нефти / Исаев А. А. [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 11. – С. 49–54. DOI: 10.30713/0207-2351-2018-11-49-54
12. Измерение свободного и растворенного газа в нефти в условиях присутствия в продукции скважины пластовой воды / А. А. Исаев [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 12. – С. 59–63. DOI: 10.30713/0207-2351-2018-12-59-63
13. Станция мониторинга состояния скважинной штанговой насосной установки / А. С. Галеев [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 4. – С. 82–91. DOI: 10.31660/0445-0108-2019-4-82-91
14. Разработка автоматизированного комплекса по отбору газа из скважин / А. А. Исаев [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 12. – С. 65–72.
15. Технология откачки газа из затрубного пространства добывающих скважин / Производственно-сервисная компания ООО «Югсон-Сервис» // Нефтегазовая вертикаль. – 2012. – № 6. – С. 12–14.
16. Hasan A. R., Kabir C. S. Two-phase flow in vertical and inclined annuli // International Journal of Multiphase Flow. – 1992. – Vol. 18, Issue 2. – P. 279–293. DOI: 10.1016/0301-9322(92)90089-Y

17. Hutlas E. J., Granberry W. R. A Practical Approach to Removing Gas Well Liquids // Journal of Petroleum Technology. – 1972. – Vol. 24. – P. 916–923. DOI: 10.2118/3473-PA
18. Carvalho P. M., Podio A. L., Sepehrnoori H. B. An Elektrikal Submersible jet Pump for Gassy Oil Well // Journal of Petroleum Technology. – 1999. – Issue 51. – P. 34–36.
19. Исследование и оптимизация отбора газа из затрубного пространства нефтяных скважин / А. В. Севастьянов [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 2. – С. 42–44.
20. Технология увеличения производительности нефтяных скважин / М. Д. Валеев [и др.] // Экспозиция нефть газ. – 2014. – № 6 (38). – С. 53–56.

References

1. Sevastyanov, A. V., Ivanov, A. A., & Fatkullin, A. S. (2014). Technology of gas removal from oil wells annular area. Oilfield Engineering, (9), pp. 54-55. (In Russian).
2. Galeev, A. S., Bikbulatova, G. I., Suleymanov, R. N., & Filimonov, O. V. (2017). K probleme povysheniya effektivnosti raboty nasosnykh agregatov. Opyt, problemy i perspektivy razvitiya nerazrushayushchikh metodov kontrolya i diagnostiki mashin i agregatov: sbornik nauchnykh trudov Mezhdunarodnoj nauchno-tekhnicheskoy konferentsii, posvyashchennoj 60-letnemu yubileyu filiala UGNTU v g. Oktyabr'skom i 20-letiyu laboratorii "Vibrodiagnostika mashin i agregatov neftyanoy promyshlennosti" (Oktyabr'sky, 10 February 2017). Ufa, Ufa State Petroleum Technological University Publ., pp. 93-109. (In Russian).
3. Kolesova, S. B., Nasyrov, A. M., & Polozov, M. B. (2018). Reducing the effect of free gas on the operation of pumping equipment. Exposition Oil & Gas, (6(66)), pp. 48-50. (In Russian).
4. Alshahrani, D., & Zeitoun, O. (2005). Natural convection in air-filled horizontal cylindrical annuli. Alexandria Engineering Journal, 44, pp. 813-823. (In English).
5. Molchanova, V. A., & Topol'nikov, A. S. (2007). Issledovanie effektivnosti ustroystva dlya otkachki gaza iz zatrubnogo prostranstva. Oilfield Engineering, (10), pp. 34-40. (In Russian).
6. Ansari, A. M., Sylvester, N. D., Sarica, C., Shoham, O., & Brill, J. P. (1994). A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Wellbores. SPEPF 143, Trans. AIME., pp. 143-152. (In English).
7. Mak-Koj, Ch. (2004). Rabotayushchij ot balansira stanka-kachalki gazovyy kompressor razlichnykh promyslovyykh operatsiyakh. Neftegazovye tekhnologii, (3), pp. 44-46. (In Russian).
8. Isaev, A. A., Takhautdinov, R. Sh., Malykhin, V. I., & Sharifullin, A. A. (2018). Gas removal efficiency from a well. Georesursy, 20(4), Part 1, pp. 359-364. (In English). DOI: 10.18599/grs.2018.4.359-364
9. Isaev, A. A., Malykhin, V. I., & Sharifullin, A. A. (2019). Environmental Safety Improvement at the Production Wellhead. Neft. Gaz. Novacii, (4), pp. 64-69. (In Russian).
10. Isaev, A. A. (2018). Implementation of KOGS type Intelligent Unit for oil well evacuation. Neft. Gaz. Novacii, (12), pp. 63-67. (In Russian).
11. Isaev, A. A., Takhautdinov, R. Sh., Malykhin, V. I., & Sharifullin, A. A. (2018). Efficient system of oil production. Oilfield Engineering, (11), pp. 49-54. (In Russian). DOI: 10.30713/0207-2351-2018-11-49-54
12. Isaev, A. A., Takhautdinov, R. Sh., Malykhin, V. I., & Sharifullin, A. A. (2018). Measurement of free and dissolved gas in oil in conditions of formation water presence in a well production. Oilfield Engineering, (12), pp. 59-63. (In Russian). DOI: 10.30713/0207-2351-2018-12-59-63
13. Galeev, A. S., Bikbulatova, G. I., Suleymanov, R. N., Filimonov, O. V., Sabanova, S. L., & Boltneva, Yu. A. (2019). Station monitoring the state of the downhole sucker-rod pumping unit. Oil and Gas Studies, 4, pp. 82-91. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-4-82-91
14. Isaev, A. A., Takhautdinov, R. Sh., Malykhin, V. I., & Sharifullin, A. A. (2017). Development of the Automated System for Gas Extraction from Wells. Neft. Gaz. Novacii, (12), pp. 65-72. (In Russian).
15. Proizvodstvenno-servisnaya kompaniya OOO "Yugson-Servis". (2012). Tekhnologiya otkachki gaza iz zatrubnogo prostranstva dobyvayushchikh skvazhin. Neftegazovaya vertikal', (6), pp. 12-14.
16. Hasan, A. R., & Kabir, C. S. (1992). Two-phase flow in vertical and inclined annuli. International Journal of Multiphase Flow, 18(2), pp. 279-293. (In English). DOI: 10.1016/0301-9322(92)90089-Y
17. Hutlas, E. J., & Granberry, W. R. (1972). A Practical Approach to Removing Gas Well Liquids. Journal of Petroleum Technology, 24, pp. 916-923. (In English). DOI: 10.2118/3473-PA

18. Carvalho, P. M., Podio, A. L., & Sepehrnoorik, H. B. (1999). An Elektrikal Submerrisble jet Pump for Gassy Oil Well. *Journal of Petroleum Technology*, (51), pp. 34-36. (In English).

19. Sevast'yanov, A. V., Mingulov, Sh. G., Nigay, Yu. V., Valeev, M. D., & Tre'yakov, R. S. (2016). Research and optimization of gas extraction from the annular space of oil wells. *Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, (2), pp. 42-44. (In Russian).

20. Valeev, M. D., Sevast'yanov, A. V., Nigay, Yu. V., & Tre'yakov, R. S. (2014). Technology for increasing the productivity of oil wells. *Exposition Oil & Gas*, (6(38)), pp. 53-56. (In Russian).

Сведения об авторах

Бикбулатова Голия Ильдусовна, к. т. н., доцент кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

Исаев Анатолий Андреевич, к. т. н., ведущий инженер отдела инноваций и экспертизы ООО УК «Шешмаойл», г. Альметьевск

Галеев Ахметсалим Сабирович, д. т. н., профессор кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

Болтнева Юлия Анатольевна, старший преподаватель кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, e-mail: agni-ngo@mail.ru

Шипилова Ольга Александровна, к. т. н., доцент кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

Ганиев Таир Айратович, аспирант кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

Information about authors

Goliya I. Bikbulatova, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Equipment and Engineering Technology, Almet'yevsk State Oil Institute

Anatoly A. Isaev, Candidate of Engineering, Lead Engineer at the Department of Innovation and Examination, Sheshmaoil Management Company LLC, Almet'yevsk

Akhmetsalim S. Galeev, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Oil and Gas Equipment and Engineering Technology, Almet'yevsk State Oil Institute

Yulia A. Boltneva, Senior Lecturer at the Department of Oil and Gas Equipment and Engineering Technology, Almet'yevsk State Oil Institute, e-mail: agni-ngo@mail.ru

Olga A. Shipilova, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Equipment and Engineering Technology, Almet'yevsk State Oil Institute

Tair A. Ganiev, Postgraduate at the Department of Oil and Gas Equipment and Engineering Technology, Almet'yevsk State Oil Institute