Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 5. С. 95–101. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2021. Vol. 19, No. 5, P. 95–101. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 622.276

doi: 10.17122/ngdelo-2021-5-95-101

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОЛЫХ ШТАНГ ДЛЯ ЗАКАЧКИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В ПЛАСТ

Ильдар Шамилевич Мингулов¹, Анатолий Андреевич Исаев²,
Марат Давлетович Валеев^{1,3}, Вячеслав Вячеславович Мухаметшин⁴,
Любовь Сергеевна Кулешова¹, Тимур Фанузович Манапов⁴,
Альбина Ринатовна Сафиуллина¹

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, филиал, Октябрьский, Россия

²ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

³ООО «НПП «ВМ система», с. Кумлекуль, Уфимский район, Республика Башкортостан, Россия

⁴«Петролера РН» (дочернее общество ПАО «НК «Роснефть» в Венесуэле), Венесуэла

Автор, ответственный за переписку

Вячеслав Вячеславович Мухаметшин, vv@of.ugntu.ru

Аннотация. Для повышения притока высоковязкой нефти в скважины известны технологии периодических обработок призабойной зоны скважин теплоносителем. Известные технологии основаны на извлечении оборудования из скважин, спуске колонны насосно-компрессорных труб с пакером и закачки пара в призабойную зону. Закачка производится в течение нескольких суток, после чего извлекают колонну насосно-компрессорных труб и спускают насосное оборудование. Последующий отбор нефти производят в течение периода охлаждения температуры до начальной величины, при которой существенно снижается приток нефти в скважину. В статье описана новая технология закачки теплоносителя и результаты ее внедрения на скважине ООО «Шешмаойл». Суть ее состоит в новой конструкции насоса, через который можно закачивать пар на забой без его подъема. Опытные-промышленные испытания показали перспективу применения технологии благодаря сокращению затрат на спуско-подъемные операции при обработке скважины паром.

Ключевые слова

высоковязкая нефть,
призабойная зона скважины,
обработка, теплоноситель,
закачка пара

Для цитирования

Мингулов И.Ш., Исаев А.А., Валеев М.Д., Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С., Манапов Т.Ф., Сафиуллина А.Р. Использование полых штанг для закачки теплоносителя в пласт // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 5. С. 95–101. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-5-95-101..>

Original article

USE OF HOLLOW RODS FOR HEAT CARRIER INJECTION INTO FORMATION

Idar Sh. Mingulov¹, Anatoliy A. Isaev², Marat D. Valeev^{1,3},
Vyacheslav V. Mukhametshin¹, Lyubov S. Kuleshova¹,
Timur F. Manapov⁴, Albina R. Safiullina¹

© Мингулов И.Ш., Исаев А.А., Валеев М.Д., Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С., Манапов Т.Ф., Сафиуллина А.Р., 2021

¹Ufa State Petroleum Technological University, Branch, Oktyabrsky, Russia

²MC «Sheshmaoil» LLC, Almet'yevsk, Russia

³RDE «VM sistema» LLC, Kumlekul Village, Ufa Region, Republic of Bashkortostan, Russia

⁴Petrolera RN Ltd (subsidiary of Rosneft PJSC in Venezuela), Venezuela

Corresponding author

Vyacheslav V. Mukhametshin, vv@of.ugntu.ru

Abstract. To increase the high-viscosity oil inflow into wells, technologies for periodic bottom-hole zone treatment with a coolant are used. Known technologies are based on the equipment extracting from wells, running tubing with a packer and the steam injecting into the bottom-hole zone. The injection is carried out within a few days, afterwards the tubing string is removed and the pumping equipment is run. Subsequent oil extraction is carried out during temperature cooling period to the initial value, at which the oil flow into the well is significantly reduced. The article describes the new technology of heat carrier injection and the results of its implementation at the well of Sheshmaoil LLC. Its essence is a new pump design, through which steam can be pumped to the bottom without its lifting. Industrial tests have shown the prospect of technology using due to pulling and running operations cost reduction during steam treatment.

Keywords

high-viscosity oil, well bottom-hole zone, treatment, heat carrier, steam injection

For citation

Mingulov I.Sh., Isaev A.A., Valeev M.D., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S., T.F. Manapov, Safiullina A.R. Ispol'zovanie polykh shtang dlya zakachki teplonositelya v plast [Use of Hollow Rods for Heat Carrier Injection into Formation]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2021, Vol. 19, No. 5, pp. 95–101 [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-5-95-101>.

Введение

С увеличением доли трудноизвлекаемых запасов в общей структуре запасов нефти решение вопросов поиска и использования нетрадиционных подходов в процессах эксплуатации и разработки нефтяных месторождений приобретает особую значимость [1–10].

Важным аспектом сегодняшнего дня является повышение эффективности разработки залежей высоковязкой нефти с использованием теплоносителей.

Применение теплоносителей в насосной добыче высоковязкой нефти по технико-экономическим параметрам является одним из перспективных направлений в освоении трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти [11–16]. Технологии добычи сверхвязкой нефти основаны только на разогреве пласта перегретым паром [17–19]. Парогравитационное воздействие уже достаточно широко используется в Республиках Татарстан и Коми.

Технологии отбора скважинной продукции из-за высокой температуры требуют на сегодняшний день своего совершенствования и новых разработок. К одной из таких относится штанговая насосная установка, позволяющая осуществлять закачку теплоносителя на забой через колонну теплоизолированных полых

штанг, а продукцию откачивать насосом по межтрубному пространству в колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) [20].

Методы и материалы

На рисунках 1 и 2 представлены схемы установки. В скважину 1 с горизонтальным участком ствола на колоннах насосно-компрессорных труб 2 и полых штанг 3 спущены два последовательно соединенных трубой 4 цилиндра 5 и 6 верхнего и нижнего насосов с размещенными в них соответственно плунжерами 7 и 8. Плунжер 7 верхнего насоса соединен с плунжером 8 нижнего насоса патрубком 9. Внутри верхнего плунжера 7 размещен вертикальный канал 10, внутри которого помещен нагнетательный клапан 11 верхнего насоса. Труба 10 соединена с эксцентричными переводниками 12 и 13. Переводник 12 входит в верхнюю муфту 14, а переводник 13 — в нижнюю муфту 15. В нижней части цилиндра 5 верхнего насоса располагается всасывающий клапан 16. В верхней 14 и нижней 15 муфтах выполнены вертикальные отверстия 17 и 18. Кроме того, в муфтах 14 и 15 выполнены боковые каналы 19 и 20. Цилиндр нижнего насоса соединен с хвостовиком 21, спущенным в горизонтальный участок ствола

скважины. Колонна полых штанг 3 на устье скважины переходит в гибкий рукав высокого давления. Вход переводником 12 и 13 в вертикальный канал 10 герметизирован манжетами.

Горизонтальный участок может быть пробурен как окончание вертикального ствола или бурением бокового ствола (рисунок 1). В последнем случае боковой ствол бурится меньшим диаметром и цементируется в основном стволе.

Сущность работы насосной установки состоит в следующем.

После спуска штанговой установки с хвостовиком 21 в скважину 1 с горизонтальным участком и запуска ее в работу производится подача теплоносителя (пара) в колонну полых штанг 3. Пар из колонны штанг 3 через канал

17 муфты 14, концентрическую полость, образованную вертикальной трубой 10 и плунжером 7, через канал 18 в муфте 15 и патрубок 9 поступает в хвостовик 21. После выхода из хвостовика 21 частично или полностью конденсированный пар будет по кольцевому пространству перемещаться обратно и входить в приемный клапан 16 и далее через вертикальную трубу 8 и клапан 11 нагнетаться через полую колонну насосно-компрессорных труб 2 на поверхность. Гибкий рукав позволяет закачивать теплоноситель в полые штанги при их возвратно-поступательном движении. По мере разогрева призабойной зоны пласта паром в горизонтальный ствол скважины начнет поступать нефть, которая, смешиваясь с конденсатом пара, будет откачиваться насосом на

1 — горизонтальный участок ствола скважины; 2 — насосно-компрессорные трубы; 3 — полые штанги; 7 — плунжер; 8 — плунжер нижнего насоса

1 — horizontal section of the wellbore; 2 — tubing; 3 — hollow rods; 7 — plunger; 8 — plunger of the lower pump

Рисунок 1. Схема закачки теплоносителя

Figure 1. Scheme of heating agent injection

1 — горизонтальный участок ствола скважины; 2 — насосно-компрессорные трубы; 3 — полые штанги; 4 — труба; 5 — цилиндр верхнего насоса; 6 — цилиндр нижнего насоса; 7 — плунжер верхнего насоса; 8 — плунжер нижнего насоса; 9 — патрубок; 10 — вертикальный канал трубы; 11 — нагнетательный клапан; 12, 13 — эксцентричные переводники; 14, 15 — муфты; 16 — всасывающий клапан; 17, 18 — вертикальные каналы; 19, 20 — боковые каналы; 21 — хвостовик

1 — horizontal section of the wellbore; 2 — tubing; 3 — hollow rods; 4 — pipe; 5 — upper pump cylinder; 6 — lower pump cylinder; 7 — plunger of the upper pump; 8 — plunger of the lower pump; 9 — branch pipe; 10 — vertical pipe channel; 11 — discharge valve; 12, 13 — eccentric subs; 14, 15 — couplings; 16 — suction valve; 17, 18 — vertical channels; 19, 20 — side channels; 21 — shank

Рисунок 2. Схема штангового насоса

Figure 2. Diagram of a sucker rod pump

поверхность. Производительность штанговой установки определяется скоростью откачки, коэффициентом подачи верхнего насоса и разностью площадей сечения плунжеров 7 и 8.

В период эксплуатации установки динамический уровень жидкости в скважине поддерживается с расчетом обеспечения депрессии на продуктивный пласт путем изменения режима работы установки или расхода закачиваемого пара.

Преимуществом разработанной установки является снижение потерь тепла в скважину и окружающее пространство при закачке теплоносителя в колонну полых штанг. Снижение потерь тепла в околоскважинное пространство благодаря закачке теплоносителя в колонну полых штанг обеспечивает больший приток нефти в скважину, повышает эффективность процесса в целом.

Кроме того, установка позволяет доставлять теплоноситель с помощью хвостовика на забой бокового ствола меньшего диаметра, размещая сам насос в вертикальном участке основного ствола скважины.

Наиболее эффективным режимом работы описанной установки является периодический. Закачка теплоносителя производится в период остановки работы насоса с целью прогрева призабойной зоны пласта. После закачки включается в работу насос и производится продолжительный отбор разогретой нефти. После охлаждения продукции до определенной температуры закачку повторяют. В качестве теплоносителя используется пар, вырабатываемый передвижной паросиловой установкой.

Технологический процесс добычи трудноизвлекаемой нефти с помощью такой насосной установки состоит в следующем:

- прием насоса выведен в затрубное пространство. Хвостовик насоса спущен в горизонтальный участок скважины;

- в процессе остановки работы насоса в колонну полых штанг производится закачка пара, который через концентрический канал в плунжере поступает в хвостовик и далее в горизонтальный ствол скважин;

- движение пара и конденсата к забою сопровождается нагревом призабойной зоны пласта и фильтрацией нефти в ствол скважины. После прогрева призабойной зоны пласта производят запуск насоса в работу;

- смесь нефти с конденсатом пара поступает в насос и откачивается на поверхность по колонне насосно-компрессорных труб;

- добыча нефти производится с поддержанием динамического уровня жидкости и депрессии на пласт подбором технологического режима работы насоса и расхода теплоносителя;

- с целью сохранения тепла внутренняя поверхность полых штанг имеет слой пропилена, толщиной 4 мм.

Преимущества насосной установки состоят в следующем:

- возможность регулирования суточной подачи установки сменой диаметра плунжера телескопического разьема установки;

- сокращение в среднем на 80 % потерь тепла в околоскважинное пространство при подаче теплоносителя на забой;

- полное предупреждение отложения парафина в подъемнике при добыче парафиносодержащей нефти;

- изготовление установки на базе серийного выпускаемого штангового насосного оборудования на предприятиях РФ.

Результаты и обсуждения

Для испытания насосной установки заказчиком была выбрана скважина № 3777 (турнейский ярус, Ново-Шешминская площадь).

Насосное оборудование для добычи тяжелой нефти было спущено в скважину на глубину 1130 м. С помощью подъемного агрегата было произведено расхаживание насоса при длине хода 2,5 м в течение 2 ч 20 мин при нагрузке 7 т. Согласно промысловым данным, вязкость добываемой жидкости составляла 1,5–2,0 Па·с. По истечении указанного периода в выкидной коллектор начала поступать продукция пласта.

Для большей наглядности добываемая продукция кратковременно сливалась в открытую емкость. После этого откачка жидкости подъемным агрегатом была прекращена, и полированная полая штанга на устье была подвешена к головке балансира станка-качалки. Однако из-за высоких значений максимальной нагрузки на штанги ввиду большой вязкости произошел обрыв канатной подвески. Впоследствии канатная подвеска была заменена. Дальнейшая эксплуатация скважины была приостановлена из-за высокой концентрации меркаптанов в добываемой нефти. Подъем оборудования показал также частичное расплавление полипропиленовой теплоизоляции в верхних участках полых штанг из-за высокой температуры.

Таким образом, испытания показали принципиальную возможность использования колонны полых штанг для закачки теплоносителя в призабойную зону пласта.

Выводы

Разработана насосная установка, обеспечивающая закачку теплоносителя на забой скважины через колонну полых штанг с по-

следующим отбором нефти из скважины без подъема оборудования.

Испытания технологии закачки пара на скважине № 3777 Ново-Шешминской площади показали принципиальную возможность применения технологии на залежах высоковязкой нефти.

Для широкого применения технологии требуется совершенствование теплоизоляции полых штанг.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Lake L.W. Enhanced Oil Recovery Fundamentals. Austin: Texas University, 2005. 496 p.
2. Мухаметшин В.Ш. Зависимость нефтеизвлечения от плотности сетки скважин при разработке низкопродуктивных карбонатных залежей // Нефтяное хозяйство. 1989. № 12. С. 26-29.
3. Мухаметшин В.В., Андреев В.Е., Зейгман Ю.В., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х. Снижение рисков принятия низкоэффективных управляющих решений при использовании кислотных составов, предотвращающих эмульсионобразование // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 5. С. 36-42.
4. Bou-Mikael S., Asmadi F., Marwoto D., Cease C. Minas Surfactant Field Trial Tests Two Newly Designed Surfactants with High EOR Potential // Asia Pacific Oil and Gas: Materials of SPE Conference and Exhibition. Brisbane, Australia. 2000. Paper Number SPE-64288-MS. DOI: 10.2118/64288-MS.
5. Мухаметшин В.Ш., Зейгман Ю.В., Андреев А.В. Экспресс-оценка потенциала добычных возможностей залежей для определения эффективности применения нанотехнологий и необходимости стимулирования ввода их в разработку // Нанотехнологии в строительстве: научный интернет-журнал. 2017. Т. 9. № 3. С. 20-34. URL: http://nanobuild.ru/en_EN/journal/Nanobuild-3-2017/20-34.pdf (дата обращения: 22.08.2021). DOI: 10.15828/2075-8545-2017-9-3-20-34.
6. Андреев В.Е., Хузин Р.Р., Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С., Чижов А.П., Чибисов А.В. Результаты геолого-технологического обоснования методов воздействия на остаточные запасы в условиях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 11. С. 67-71. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-11-67-71.
7. Alvarado V., Reich E.-M., Yunfeng Y., Potsch K. Integration of a Risk Management Tool and an Analytical Simulator for Assisted Decision-Making in IOR // Materials of SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition. Vienna, Austria. 2006. Paper Number SPE-100217-MS. DOI: 10.2118/100217-MS.
8. Мухаметшин В.Ш. Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации // Нефтегазовое дело. 2011. Т. 9. № 4. С. 47-50.
9. Мухаметшин В.В., Андреев В.Е., Хузин Р.Р., Кулешова Л.С., Чижов А.П., Чибисов А.В. Геолого-промысловое обоснование методов воздействия на пласт на примере эксплуатационных объектов месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 10. С. 40-45. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-8-40-45.
10. Веревкин К.И., Дияшев Р.Н. Классификация углеводородов при выборе методов их добычи // Нефтяное хозяйство. 1982. № 3. С. 31-34.
11. Mukhametshin V.V. Bottomhole Formation Zone Treatment Process Modelling with the Use Geological and Geophysical Information // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2018. Vol. 194. Article Number 022024. DOI: 10.1088/1755-1315/194/2/022024.
12. Tyncherov K.T., Mukhametshin V.Sh., Paderin M.G., Selivanova M.V., Shokurov I.V., Almukhametova E.M. Thermoacoustic Inductor for Heavy Oil Extraction // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2018. Vol. 327. Issue 4. Article Number 042111. DOI: 10.1088/1757-899X/327/4/042111.
13. Khalimov E.M., Klimushin I.M., Ferdman L.I. Geology of High-Viscosity Oil Fields: Reference Manual. Moscow: Nedra, 1987. 174 p.
14. Ахметов Р.Т., Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С. Учет влияния гидрофобизации на остаточную нефтенасыщенность продуктивных пластов Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 10. С. 52-55. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-10-52-55.
15. Муслимов Р.Х. Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. Казань: Фэн, 2009. 727 с.
16. Ахметов Р.Т., Мухаметшин В.Ш., Андреев В.Е. Прогноз показателя смачиваемости продуктивных пластов по данным промысловой геофизики // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 2. С. 21-25.
17. Вахитов Г.Г., Морозов В.Д., Сафиуллин Р.Х. Проблемы скважинной разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов за рубежом. М.: ВНИИОЭНГ, 1986. Вып. 19 (126). 49 с.
18. Пат. 2161268 РФ, МПК F 04 В 47/00. Штанговая насосная установка / К.Р. Уразаков, М.Д. Валеев, Ю.Х. Кутляров, М.Ш. Давлетов. 99105329/06, Заявлено 11.03.1999; Опубл. 27.12.2000. Бюл. 36.
19. Мухаметшин В.В. О решении проблем заводнения залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах // Записки горного института. 2008. Т. 174. С. 50-52.
20. Пат. 2430270 РФ, МПК F 04 В 47/00. Штанговая насосная установка для одновременно-раздельной добычи нефти из двух пластов / М.Д. Валеев, А.Р. Буранчин, Л.Н. Усова, В.А. Краснов, Е.А. Бычков, В.Н. Семенов, К.Р. Уразаков. 2009139711/06, Заявлено 27.10.2009; Опубл. 27.09.2011. Бюл. 27.

REFERENCES

1. Lake L.W. *Enhanced Oil Recovery Fundamentals*. Austin: Texas University, 2005. 496 p.
2. Mukhametshin V.Sh. Zavisimost' nefteizvlecheniya ot plotnosti setki skvazhin pri razrabotke nizkoproduktivnykh karbonatnykh zalezhei [Dependence of Oil Recovery on the Density of Wells in the Development of Low-Productive Carbonate Deposits]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 1989, No. 12, pp. 26-29. [in Russian].
3. Mukhametshin V.V., Andreev V.E., Zeigman Yu.V., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh. Snizhenie riskov prinyatiya nizkoeffektivnykh upravlyayushchikh reshenii pri ispol'zovanii kislotnykh sostavov, predotvrashchayushchikh emul'sioobrazovanie [Reducing Risks of Low-Efficiency Managerial Decision-Making When Using Acidization Compositions Preventing Emulsification]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii — Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2017, No. 5, pp. 36-42. [in Russian].
4. Bou-Mikael S., Asmadi F., Marwoto D., Cease C. Minas Surfactant Field Trial Tests Two Newly Designed Surfactants with High EOR Potential. *Materials of SPE Conference and Exhibition «Asia Pacific Oil and Gas»*. Brisbane, Australia, 2000, Paper Number SPE-64288-MS. DOI: 10.2118/64288-MS.
5. Mukhametshin V.Sh., Zeigman Yu.V., Andreev A.V. Ekspress-otsenka potentsiala dobyvnykh vozmozhnostei zalezhei dlya opredeleniya effektivnosti primeneniya nanotekhnologii i neobkhodimosti stimulirovaniya vvoda ikh v razrabotku [Rapid Assessment of Deposit Production Capacity for Determination of Nanotechnologies Application Efficiency and Necessity to Stimulate their Development]. *Nanotekhnologii v stroitel'stve: nauchnyi internet-zhurnal — Nanotechnologies in Construction: A Scientific Internet-Journal*, 2017, Vol. 9, No. 3, pp. 20-34. URL: http://nanobuild.ru/en_EN/journal/Nanobuild-3-2017/20-34.pdf (accessed 22.08.2021). DOI: 10.15828/2075-8545-2017-9-3-20-34. [in Russian].
6. Andreev V.E., Khuzin R.R., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S., Chizhov A.P., Chibisov A.V. Rezul'taty geologo-tehnologicheskogo obosnovaniya metodov vozdeistviya na ostatochnye zapasy v usloviyakh Zapadno-Sibirskoi neftegazonosnoi provintsii [Results of Geological-Technological Substantiation of Residual Reserves Stimulation Methods Under the Conditions of the Western Siberian Oil and Gas Province]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii — Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2018, No. 11, pp. 67-71. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-11-67-71. [in Russian].
7. Alvarado V., Reich E.-M., Yunfeng Y., Potsch K. Integration of a Risk Management Tool and an Analytical Simulator for Assisted Decision-Making in IOR. *Materials of SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition*. Vienna, Austria, 2006, Paper Number SPE-100217-MS. DOI: 10.2118/100217-MS.
8. Mukhametshin V.Sh. Modelirovanie protsessa nefteizvlecheniya s ispol'zovaniem opyta razrabotki mestorozhdenii, nakhodyashchikhsya dlitel'noe vremya v ekspluatatsii [Model Forecast of the Oil Recovery Process Using Development Experience of Old-Run Fields]. *Neftgazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2011, Vol. 9, No. 4, pp. 47-50. [in Russian].
9. Mukhametshin V.V., Andreev V.E., Khuzin R.R., Kuleshova L.S., Chizhov A.P., Chibisov A.V. Geologo-promyslovoe obosnovanie metodov vozdeistviya na plast na primere ekspluatatsionnykh ob'ektov mestorozhdenii Zapadno-Sibirskoi neftegazonosnoi provintsii [Geological and Field Substantiation of Reservoir Stimulation Methods on the Example of Fields Operational Objects of the West Siberian Oil and Gas-Bearing Province]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii — Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2018, No. 10, pp. 40-45. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-8-40-45. [in Russian].
10. Verevkin K.I., Diyashev R.N. Klassifikatsiya uglevodorodov pri vybere metodov ikh dobychi [Classification of Hydrocarbons When Choosing Methods for their Production]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 1982, No. 3, pp. 31-34. [in Russian].
11. Mukhametshin V.V. Bottomhole Formation Zone Treatment Process Modelling with the Use Geological and Geophysical Information. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2018, Vol. 194, Article Number 022024. DOI: 10.1088/1755-1315/194/2/022024.
12. Tyncherov K.T., Mukhametshin V.Sh., Paderin M.G., Selivanova M.V., Shokurov I.V., Almukhametova E.M. Thermoacoustic Inductor for Heavy Oil Extraction. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2018, Vol. 327, Issue 4, Article Number 042111. DOI: 10.1088/1757-899X/327/4/042111.
13. Khalimov E.M., Klimushin I.M., Ferdman L.I. *Geology of High-Viscosity Oil Fields: Reference Manual*. Moscow, Nedra, 1987. 174 p.
14. Akhmetov R.T., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. Uchet vliyaniya gidrofobizatsii na ostatochnuyu neftenasyshchennost' produktivnykh plastov Zapadnoi Sibiri [Accounting of Hydrofobization Influence on the Residual Oil Saturation of the Western Siberia Productive Formations]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii — Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2018, No. 10, pp. 52-55. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-10-52-55. [in Russian].
15. Muslimov R.Kh. *Osobennosti razvedki i razrabotki neftyanykh mestorozhdenii v usloviyakh rynochnoi ekonomiki* [Features of Exploration and Development of Oil Fields in a Market Economy]. Kazan, Fen Publ., 2009. 727 p. [in Russian].
16. Akhmetov R.T., Mukhametshin V.Sh., Andreev V.E. Prognoz pokazatelya smachivaemosti produktivnykh plastov po dannym promyslovoi geofiziki [Field Geophysics Forecast of Productive Reservoir Wettability Index]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii — Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2016, No. 2, pp. 21-25. [in Russian].
17. Vakhitov G.G., Morozov V.D., Safiullin R.Kh. *Problemy skvazhinnoi razrabotki mestorozhdenii vysokovyzkikh neftei i prirodnnykh bitumov za rubezhom* [Problems of Borehole Development of High-Viscosity Oil and Natural Bitumen Fields Abroad]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1986. Issue 19 (126). 49 p. [in Russian].
18. Urazakov K.R., Valeev M.D., Kutluyarov Yu.Kh., Davletov M.Sh. *Shtangovaya nasosnaya ustanovka* [Sucker Rod Pumping Unit]. Patent RF, No. 2161268, 2000. [in Russian].

19. Mukhametshin V.V. O reshenii problem zavodneniya zalezhei vysokov'yazkoi nefii v karbonatnykh kollektorakh [On Solving the Problems of Waterflooding of High-Viscosity Oil Deposits in Carbonate Reservoirs]. *Zapiski gornogo instituta — Journal of Mining Institute*, 2008, Vol. 174, pp. 50-52. [in Russian].

20. Valeev M.D., Buranchin A.R., Usova L.N., Krasnov V.A., Bychkov E.A., Semenov V.N., Urazakov K.R. *Shtangovaya nasosnaya ustanovka dlya odnovremennorazdel'noi dobychi nefii iz dvukh plastov* [Sucker Rod Pumping Unit for Simultaneous Separate Oil Production from Two Reservoirs]. Patent RF, No. 2430270, 2011. [in Russian].

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Мингулов Ильдар Шамилевич, преподаватель кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, филиал, Октябрьский, Россия

Ildar Sh. Mingulov, Lecturer of Oil and Gas Field Exploration and Development Department, USPTU, Branch, Oktyabrsky, Russia

task3@mail.ru

Исаев Анатолий Андреевич, кандидат технических наук, ведущий инженер отдела инноваций и экспертизы, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Anatoliy A. Isaev, Candidate of Engineering Sciences, Leading Engineer of the Innovation and Expertise Department, MC «Sheshmaoil» LLC, Almeteyevsk, Russia

isaev@shoil.tatais.ru

Валеев Марат Давлетович, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, филиал, Октябрьский, Россия; технический директор, ООО «НПП «ВМ система», с. Кумлекуль, Уфимский район, Республика Башкортостан, Россия

Marat D. Valeev, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Professor of Oil and Gas Field Exploration and Development Department, USPTU, Branch, Oktyabrsky, Russia; Technical Director, RDE «VM sistema» LLC, Kumlekul Village, Ufa Region, Republic of Bashkortostan, Russia

vm5943@mail.ru

Мухаметшин Вячеслав Вячеславович, доктор технических наук, профессор кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, филиал, Октябрьский, Россия

Vyacheslav V. Mukhametshin, Doctor of Engineering Sciences, Professor of Oil and Gas Field Exploration and Development Department, USPTU, Branch, Oktyabrsky, Russia

vv@of.ugntu.ru

Кулешова Любовь Сергеевна, кандидат технических наук, доцент кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», заместитель директора по учебной работе, УГНТУ, филиал, Октябрьский, Россия

Lyubov S. Kuleshova, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Oil and Gas Field Exploration and Development Department, Deputy Director for Academic Affairs, USPTU, Branch, Oktyabrsky, Russia

vsh@of.ugntu.ru

Манапов Тимур Фанузович, доктор технических наук, главный геолог, «Петролера РН» (дочернее общество ПАО «НК «Роснефть» в Венесуэле), Венесуэла, TManapov@vz.rosneft.ru

Timur F. Manapov, Doctor of Engineering Sciences, Chief Geologist, Petrolera RN Ltd (subsidiary of Rosneft PJSC in Venezuela), Venezuela

TManapov@vz.rosneft.ru

Сафиуллина Альбина Ринатовна, техник кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, филиал, Октябрьский, Россия

Albina R. Safiullina, Technician of Oil and Gas Field Exploration and Development Department, USPTU, Branch, Oktyabrsky, Russia

safiullina.a.@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 29.06.2021; одобрена после рецензирования 12.08.2021; принята к публикации 03.09.2021.

The article was submitted 29.06.2021; approved after reviewing 12.08.2021; accepted for publication 03.09.2021.