



## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗАКАЧКИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ НА ЗАБОЙ СКВАЖИН ЧЕРЕЗ КОЛОННУ ПОЛЫХ ШТАНГ НА ЗАЛЕЖАХ ВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

А.А. Исаев<sup>1</sup>, М.Д. Валеев<sup>2</sup>, И.Ш. Мингулов<sup>3</sup>, В.В. Мухаметшин<sup>3</sup>,  
Л.С. Кулешова<sup>3</sup>, Ш.Г. Мингулов<sup>3</sup>, З.Н. Сагитова<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия; <sup>2</sup>АО НПП «ВМ Система», Кумлекуль, Россия;

<sup>3</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

~»³µ² ±·αϕ, §·¶²©«”α |αµµµ±·”|.·²±.². «” °”~µ²..²° .«µ², a« α|²”, ° ±²©«²-²°  
µ²§ α ¹-¶|², ¶²-¶”³²¶-¶

A.A. Isaev<sup>1</sup>, M.D. Valeev<sup>2</sup>, I.Sh. Mingulov<sup>3</sup>, V.V. Mukhametshin<sup>3</sup>, L.S. Kuleshova<sup>3</sup>, Sh.G. Mingulov<sup>3</sup>, Z.N. Sagitova<sup>3</sup>

<sup>1</sup>LLC MC «Sheshmaoil», Almetyevsk, Russia; <sup>2</sup>JSC RDE «VM Sistema», Kumlekul, Russia;

<sup>3</sup>Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

### ABSTRACT

One of the well-known methods for the viscous oil reserves development in the fields is the coolant injection into the bottomhole formation zone. Hollow rods or double-walled tubing forming vacuum chambers with low heat loss to the surrounding rocks are used for this purpose. The thermal fluid can be supplied to the bottom of the wells to heat the incoming product to reduce the fluid viscosity in the pump lift. The technology of another way to employ the thermal fluid injection through hollow rods is the thermal fluid injection directly into the formation through injection wells to heat the formation fluid and increase its filtration rate. The article describes the results of experimental work on the technologies implementing in Sheshmaoil Management Company LLC, which showed the fundamental possibility and prospects for their application.

### KEYWORDS

Coolant injection;  
Hollow rod string;  
Tubing;  
Oil viscosity;  
Condensed steam.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

### Введение

В настоящее время решению вопросов разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ) уделяется самое пристальное внимание [1–10]. Причиной этого внимания являются значительные остаточные запасы нефти на «зрелых» месторождениях, характеризующихся высокой обводненностью добываемой продукции [11–14], а также низкая вовлеченность в разработку залежей с низкой продуктивностью, проницаемостью, низкими удельными запасами нефти, высокой вязкостью пластовой нефти [15–19]. При этом высокая себестоимость и низкая рентабельность разработки таких залежей требует применения принципиально новой техники и технологий, что позволяет вовлечь в активную разработку значительные ресурсы и поддерживать добычу нефти на должном уровне [20–22].

Однако, если для повышения эффективности добычи нефти по залежам с ТРИЗ, содержащими маловязкие нефти ( $\mu H < 60$  мПа·с), создано значительное количество технологий [23–25], обозначены условия их применения [26, 27], созданы научно-методические основы управления разработкой с минимальными рисками [28–32], то

для залежей с ТРИЗ, содержащим высоковязкие нефти, ведется активный поиск путей и способов повышения технико-экономических показателей разработки [33–35]. Одним из способов повышения эффективности разработки таких объектов является закачка теплоносителя в пласт.

На месторождениях Республики Татарстан накоплен опыт добычи нефти в широком диапазоне изменения их вязкости [33–37]. Так, например, вязкость добываемой нефти достигает 826 мПа·с (скважина № 9705 ОАО «Шешмаойл»), 4300 мПа·с (скважина № 231 ООО «Татнефть-Самара»), а в ООО «Татойлгаз» вязкость в среднем составляет около 60 мПа·с [38].

В ООО УК «Шешмаойл» установки скважинных штанговых насосов (УСШН) эксплуатируются скважины, вскрывшие продуктивные пласты башкирского, верейского, алексинского, тульского, турнейского, бобриковского горизонтов и ярусов.

Известно, что в АО «Кондурчанефть» закачка теплоносителя в призабойную зону пласта осуществлялась по насосно-компрессорным трубам [39, 40]. Данная технология массового применения не получила в связи с высокими капитальными затратами.

На ряде месторождений были применены технические средства, обеспечивающие откачку тяжелых нефтей

\*E-mail: isaev@shoil.tatais.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2022SI100646>

установками СШН с двумя последовательно соединенными плунжерами насосов разного диаметра [41, 42]. Такое соединение позволяет получить дополнительную силу, направленную вниз и позволяющую частично преодолевать гидродинамическое трение штанг о жидкость при ходе колонны вниз. Эта сила пропорциональна разности площадей поперечного сечения плунжеров. Общим недостатком указанных конструкций является увеличение максимальных нагрузок в точке подвеса штанг на ту же величину при ходе колонны штанг вверх. Несмотря на то, что вероятность потери работоспособности оборудования уменьшается, рост максимальных нагрузок и напряжений в металле штанг приводит к снижению их наработки на отказ.

Известна также скважинная штанговая насосная установка (рис. 1) для добычи тяжелых высоковязких нефтей [43]. Установка включает колонны насосно-компрессорных труб 1 и полых штанг 2, два насоса разного диаметра 3 и 4, плунжеры которых соединены полым штоком, боковой приемный клапан верхнего насоса, вертикальный канал внутри плунжера верхнего насоса, хвостовик 5, спущенный до забоя скважины. Нагнетательный клапан верхнего насоса расположен над его плунжером и соединяет колонну полых штанг с приемом насоса через вертикальную трубу, верхний конец которого через соосный переводник входит в муфту с центральным каналом для продукции верхнего пласта и боковыми – для продукции нижнего пласта, а нижний конец через эксцентричный переводник входит в муфту с вертикальным каналом для продукции нижнего пласта и боковым каналом для продукции верхнего пласта, причем плунжер и цилиндр нижнего насоса выполнены проходными без запорных клапанов.

Разработанная установка позволяет снижать потери тепла при подаче теплоносителя в скважину с горизонтальным окончанием путем закачки его в колонну полых штанг. Такая схема скважинного насоса была испытана в АО «Шешмаойл».

Работа насосной установки заключается в следующем. Вначале в скважину спускают насосную установку вместе с хвостовиком, проходящим в горизонтальный участок ствола скважины. В процессе работы УСШН в колонну полых штанг производится закачка теплоносителя (пара). Пар через насос поступает в хвостовик, проходящий в горизонтальный участок скважины. Далее при выходе из хвостовика частично или полностью конденсированный пар по кольцевому пространству будет поступать обратно в насос через его приемный клапан, вертикальную трубу и нагнетательный клапан по колонне насосно-компрессорных труб на поверхность. Гибкий рукав на устье 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, и будет откачиваться насосом на поверхность. Производительность штанговой установки определяется скоростью откачки, коэффициентом подачи верхнего насоса и разностью площадей сечения плунжеров соединенных насосов.

При работе установки динамический уровень жидкости в скважине поддерживается с учетом достижения депрессии на нефтяной пласт, изменением режима рабо-

ты установки или дебита закачиваемого пара.

Несомненным достоинством описанной установки является уменьшение потерь тепла в окружающие породы при закачке теплоносителя в колонну полых штанг. Снижение потерь тепла в околоскважинное пространство достигается закачкой пара в колонну полых штанг. При этом горячий конденсат пара снижает вязкость добываемой продукции в скважине и связанные с этим нагрузки от гидродинамического трения.

Установка позволяет также доставлять теплоноситель (ТН) с помощью хвостовика на забой бокового ствола меньшего диаметра, размещая сам насос в вертикальном участке основного ствола скважины.

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

- прием насоса выведен в затрубное пространство. Хвостовик насоса спущен в горизонтальный участок скважины;
- в процессе 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 и в обратном направлении сопровождается нагревом призабойной зоны пласта и фильтрацией нефти в ствол скважины;
- 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.

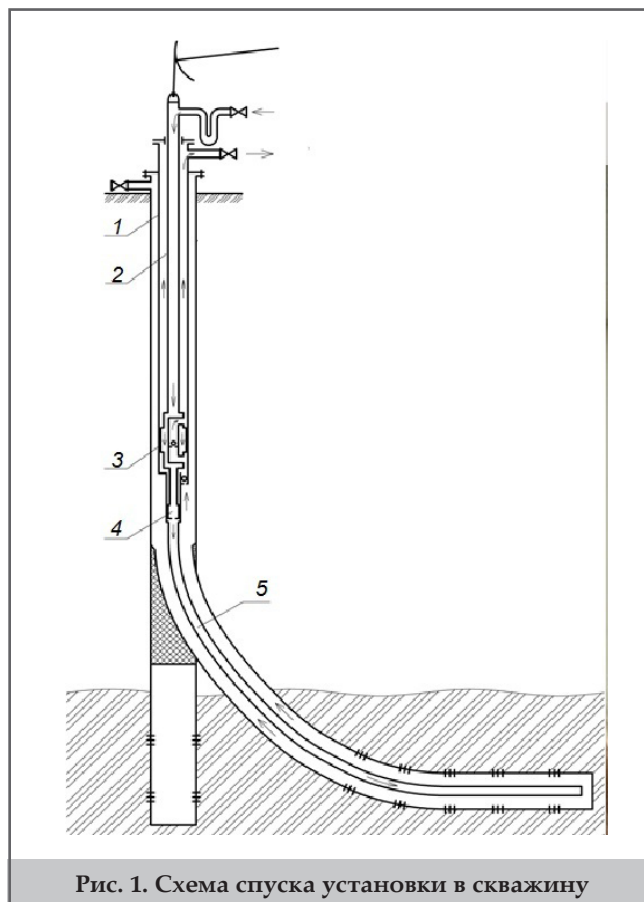


Рис. 1. Схема спуска установки в скважину

Преимущества насосной установки состоят в следующем:

- подача теплоносителя с устья на забой скважины может производиться периодически или постоянно;
- возможность регулирования суточной подачи установки сменой диаметра плунжера телескопического разъема установки;
- обработка теплоносителем призабойной зоны пласта периодически или постоянно производится при работающей насосной установке с сохранением депрессии на пласт;
- сокращение в среднем на 80% потерь тепла в околоскважинное пространство при подаче теплоносителя на забой;
- полное предупреждение отложения парафина в подъемнике при добыче парафинистой нефти;
- изготовление установки на базе серийного выпускаемого штангового насосного оборудования на предприятиях РФ.

Для испытания насосной установки в АО «Шешмаойл» была выбрана скважина № 3777 Ново-Шешминского месторождения, эксплуатирующая турнейский ярус. Подвеска насоса при спуске составила 1130 м. Согласно промысловым данным вязкость добываемой жидкости на скважине № 3777 составляла 1.5–2.0 Па·с. Полые штанги были оснащены внутри термоизолирующими трубками из пропилена с толщиной стенки около 4 мм для максимального сохранения тепла закачиваемого агента. Специальный термосальник на устьевой арматуре позволяет применять полый устьевой шток, который соединяется с нижней стороны с полыми штангами, с верхней стороны – с рукавом высокого давления. Закачка теплоносителя проводилась на скважине № 3777.

При использовании разработанного насоса снижается время на освоение скважины, увеличивается коэффициент успешности от закачки теплоносителя. Эксплуатация скважины при применении разработанного насоса останавливается только на время закачки теплоносителя. Экономия затрат подземного ремонта скважин на спуско-подъемные операции для обработки составила 1.330 млн руб. без НДС, дополнительная добыча нефти – 45 т.

Таким образом, испытания показали принципиальную возможность использования колонны полых штанг для закачки теплоносителя в призабойную зону пласта с применением насоса специальной конструкции.

Следующим этапом исследований была закачка пара в продуктивный пласт через нагнетательную скважину [44, 45].

На скважине № 3764 Ново-Шешминского месторождения были внедрены полые штанги с пакером. Производили закачку теплоносителя (пара) по полым

штангам в подпакерную зону при помощи двух паровых передвижных машин при максимальной температуре и расходу пара в течение двух суток по полым штангам непрерывно. Была организована поставка воды и топлива на скважину для работы передвижной паровой установки (ППУ). Внизу был установлен стационарный термометр-манометр. Выход пара производился напрямую в турнейский пласт.

Расход воды одной ППУ составлял 5 м<sup>3</sup> за 7 часов. На выходе из ППУ температура составляла 160-170 °С, давление – не более 0.6 МПа. За два дня закачки расход воды двух ППУ составил 60 м<sup>3</sup>. После этого стационарный термометр-манометр был извлечен и интерпретирован. Максимальный рост температуры составил 35 °С, до закачки в скважине было 22 °С. Давление выросло с 2.2 до 5.2 МПа. Температура и давление стабилизировались.

После закачки пара на реагирующей скважине № 3752 наблюдалось увеличение дебита по жидкости с 4.5 до 8.2 м<sup>3</sup>/сут, коэффициент подачи насоса возрос с 0.44 до 0.82, повышение динамического уровня произошло с 871 до 576 м. Эффект по добыче продолжался 2 месяца. Дополнительная добыча нефти составила 98 т.

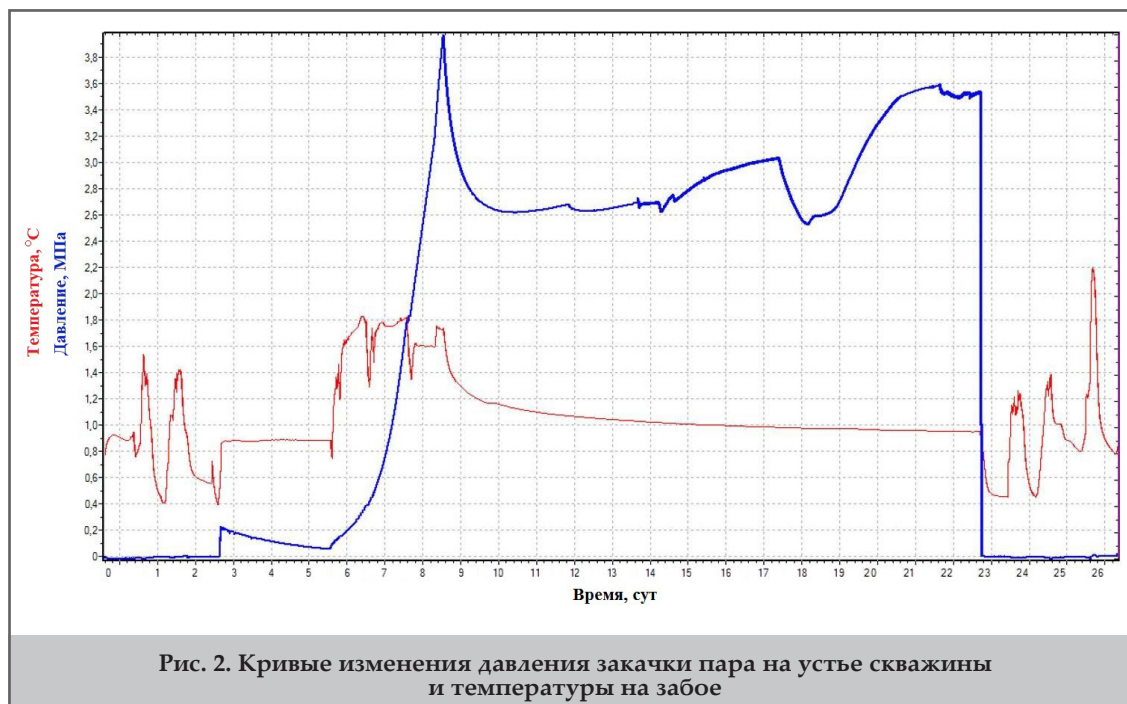
На скважине № 3764 проведены повторные работы по закачке теплоносителя по полым штангам в течение трех суток в подпакерную зону, также при помощи двух ППУ. Режим работы двух ППУ – непрерывный. Средний расход воды при закачке пара и средней температуре 165 °С составлял 630 л/час, было закачено 90 м<sup>3</sup> воды (табл. 1). При закачке пара температура на забое выросла с 22 до 45 °С, забойное давление выросло с 0,2 до 3,9 МПа.

На рис. 2 показана картина изменения давления и температуры соответственно на устье и на забое скважины. Видно, что в начальный момент закачки давление пара на устье резко возрастает до величины порядка 4.0 МПа, а затем снижается в среднем до 2.7 МПа и сохраняется в течение примерно 11-12 сут, т.е. в течение всего периода закачки. Снижение давления закачки обусловлено стабилизацией фильтрации жидкости в пласте по температуре флюида на участке от нагнетательной до реагирующей скважины.

Зарегистрированные значения температуры на забое скважины позволяют при необходимости определить значения вязкости нефти в призабойной зоне скважины с помощью промыслового вискозиметра нефти с аттестованной методикой выполнения измерений (№ Государственного реестра РФ 8.31.2019.32427).

Таким образом, выполненные исследования технологии закачки теплоносителя на забой нагнетательной скважины через колонну полых штанг показали возможность увеличения дебита реагирующих добывающих скважин.

Параметры суточной закачки пара на скважине № 3764				Таблица
Сутки	Температура закачки пара на устье, °С	Расход воды одной ППУ, м <sup>3</sup> /сут	Давление закачки пара на устье, МПа	
1	163	6.93	0.5	
2	165	15.12	0.6	
3	162	15.12	0.6	
4	164	8.19	0.5	



### Выводы

1. Выполнены исследования технологии нагнетания теплоносителя (пара) на забой добывающих скважин через колонну полых штанг, канал в двухлунжерном насосе и хвостовик в призабойную зону горизонтальной части скважины, позволяющей производить откачку нефти в смеси с горячим конденсатом пара на поверхность через колонну насосно-компрессорных труб. Исследованиями установлено повышение добычи жидкости из пласта за счет снижения вязкости добываемой жидкости в поровом пространстве призабойной зоны пласта и в стволе скважины.

2. Установлена возможность повышения температуры флюида на участке до реагирующей скважины в очаге нагнетания пара, приводящая к росту притока жидкости в добывающую скважину на залежах высоковязкой нефти. Получены экспериментальные кривые изменения давления нагнетания пара на устье нагнетательной скважины и изменения температуры закачиваемого теплоносителя на забое скважины, показавшие сохранение количества тепла на выходе теплоносителя из полых штанг, достаточное для существенного повышения дебита реагирующей скважины.



## Литература

1. Конторович, А. Э., Лившиц, В. Р., Бурштейн, Л. М., Курчиков, А. Р. (2021). Оценка начальных и прогнозных (перспективных и прогнозируемых) геологических и извлекаемых ресурсов нефти Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и их структуры. *Геология и геофизика*, 62(5), 711-726.
2. Муслимов, Р. Х. (2009). Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. *Казань: ФЭН*.
3. Грищенко, В. А., Гареев, Р. Р., Циклис, И. М. и др. (2021). Расширение круга льготизируемых объектов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.
4. Хисамиев, Т. Р., Баширов, И. Р., Мухаметшин, В. Ш. и др. (2021). Результаты оптимизации системы разработки и повышения эффективности выработки запасов карбонатных отложений турнейского яруса Четырманского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.
5. Минниханов, Р. Н., Маганов, Н. У., Хисамов, Р. С. (2016). О создании научных полигонов по изучению трудноизвлекаемых запасов нефти в Татарстане. *Нефтяное хозяйство*, 8, 60-63.
6. Грищенко, В. А., Асылгареев, И. Н., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Методический подход к мониторингу эффективности использования ресурсной базы при разработке нефтяных месторождений. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.
7. Грищенко, В. А., Рабаев, Р. У., Асылгареев, И. Н. и др. (2021). Методический подход к определению оптимальных геолого-технологических характеристик при планировании ГРП на многопластовых объектах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.
8. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T. (2018). Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 15(30), 725-733.
9. Велиев, Э. Ф. (2021). Полимерно-дисперсная система для изменения фильтрационных потоков в пласте. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61-72.
10. Грищенко, В. А., Позднякова, Т. В., Мухамадиев, Б. М. и др. (2021). Повышение эффективности разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах на примере турнейского яруса. *SOCAR Proceedings*, SI2, 238-247.
11. Сулейманов, Б. А., Велиев, Э. Ф. (2016). О влиянии гранулометрического состава и наноразмерных добавок на качество изоляции затрубного пространства в процессе цементирования скважин. *SOCAR Proceedings*, 4, 4-10.
12. Велиев, Э. Ф. (2020). О механизмах удерживания полимера пористой средой. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.
13. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Обоснование необходимости учета интерференции между скважинами при разряжении сетки скважин на пашийском горизонте Бавлинского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.
14. Мухаметшин, В. В., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. и др. (2021). Скрининг и оценка условий эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи высокообводненных залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings*, SI2, 48-56.
15. Alvarado, V., Reich, E.-M., Yunfeng, Yi, Potsch, K. (2006, June). Integration of a risk management tool and an analytical simulator for assisted decision-making in IOR. In: *SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
16. Дмитриевский, А. Н. (2017). Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России. *Нефтяное хозяйство*, 5, 6-7.
17. Хузин, Р. Р., Бахтизин, Р. Н., Андреев, В. Е. и др. (2021). Интенсификация добычи нефти методом гидравлического сжатия пласта. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.
18. Сергеев, В. В., Шарапов, Р. Р., Кудымов, А. Ю. и др. (2020). Экспериментальное исследование влияния коллоидных систем с наночастицами на фильтрационные характеристики трещин гидравлического разрыва пласта. *Нанотехнологии в строительстве*, 12(2), 100-107.
19. Мухаметшин, В. В. (2021). Повышение эффективности управления разработкой залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на основе дифференциации и группирования. *Геология и геофизика*, 62(12), 1672-1685.
20. Велиев, Э. Ф. (2021). Применение амфифильных блок-полимерных систем для эмульсионного заводнения пласта. *SOCAR Proceedings*, 3, 78-86.
21. Фаттахов, И. Г., Кулешова, Л. С., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Комплексирование результатов моделирования ГРП при проведении гибридных кислотно-пропантных обработок и при одновременной инициации трещины ГРП в разделенных интервалах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 103-111.
22. Здольник, С. Е., Некипелов, Ю. В., Гапонов, М. А., Фоломеев, А. Е. (2016). Внедрение новых технологий гидроразрыва пласта на карбонатных объектах месторождений ПАО АНК «Башнефть». *Нефтяное хозяйство*, 7, 92-95.
23. Якупов, Р. Ф., Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Трофимов, В. Е. (2019). Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта D3ps Шкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин. *Георесурсы*, 21, 3, 55-61.
24. Якупов, Р. Ф., Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2021). Использование гидродинамической модели при создании обратного конуса нефти в условиях водонефтяных зон. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.

25. Велиев, Э. Ф., Алиев, А. А., Маммедбейли, Т. Е. (2021). Применение машинного обучения для прогнозирования эффективности внедрения технологий борьбы с конусообразованием. *SOCAR Proceedings*, 1, 104-113.
26. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н., Шешдиров, Р. И. (2021). Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.
27. Кулешова, Л. С., Фаттахов, И. Г., Султанов, Ш. Х. и др. (2021). Опыт проведения многозонного кислотного ГРП на месторождении ПАО «Татнефть». *SOCAR Proceedings*, SI1, 68-76.
28. Гасумов, Э. Р., Гасумов, Р. А. (2020). Управление инновационными рисками при выполнении геолого-технических (технологических) мероприятий на нефтегазовых месторождениях. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.
29. Грищенко, В. А., Циклис, И. М., Мухаметшин, В. Ш., Якупов, Р. Ф. (2021). Методические подходы к повышению эффективности системы заводнения на поздней стадии разработки. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.
30. Ахметов, Р. Т., Маляренко, А. М., Кулешова, Л. С. и др. (2021). Количественная оценка гидравлической извилистости коллекторов нефти и газа Западной Сибири на основе капилляриметрических исследований. *SOCAR Proceedings*, 2, 77-84.
31. Велиев, Э. Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
32. Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. (2021). Дифференциация и группирование сложнопостроенных залежей нефти в карбонатных коллекторах в решении задач управления разработкой. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.
33. Ященко, И. Г., Полищук, Ю. М. (2008). Трудноизвлекаемые запасы нефти Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. *Нефтепромысловое дело*, 8, 11-18.
34. Хисамов, Р. С. (2015). Эффективность выработки трудноизвлекаемых запасов нефти. *Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт*.
35. Ахмадуллин, Р. Р., Трифионов, В. В. (2004). Добыча высоковязких нефтей в НГДУ «Нурлатнефть». *Нефтяное хозяйство*, 7, 31-33.
36. Beauquin, J.-L., Ndinemenu, F. O., Chaliel, G., et al. (2007, November). World's first metal PCP SAGD field test shows promising artificial – lift technology for heavy-oil production: joslyn field case. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineering*.
37. Petrov, A., Mikhailov, A., Litvinenko, K., Ramazanov, R. (2010, October). Artificial lift practice for heavy oil production with sand control. In: *SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineering*.
38. Исаев, А. А. (2016). Разработка штанговых лопаток для винтовых насосных установок при эксплуатации осложненных скважин. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. *Уфа: УГНТУ*.
39. Исаев, А. А., Наниш, С. В., Голев, К. В. и др. (2020). Закачка рабочего агента через термостойкое оборудование. *Нефть. Газ. Новации*, 7(236), 39-42.
40. Исаев, А. А., Наниш, С. В., Голев, К. В. и др. (2020). Разработка оборудования для снижения теплотерь при закачке рабочего агента (пара). *Нефть. Газ. Новации*, 8(237), 54-57.
41. Зайнашев, Р. А., Валеев, М. Д., Сыртланов, А. Ш. и др. (1986). Скважинная штанговая насосная установка. *Авторское свидетельство СССР 1231261*.
42. Валеев, М. Д., Давлетов, М. Ш., Кутлуяров, Ю. Х., Уразаков, К. Р. (2000). Штанговая насосная установка. *Патент РФ 2161268*.
43. Валеев, А. М., Мингулов, Ш. Г., Рамазанов, Г. С. и др. (2013). Скважинная штанговая насосная установка для добычи тяжелых высоковязких нефтей. *Патент РФ 132503*.
44. Тахаутдинов, Р. Ш., Ахунов, Р. М., Кочубей, М. В. и др. (2014). Способ разработки месторождения высоковязкой нефти. *Патент РФ 2504647*.
45. Ахунов, Р. М., Цинк, А. А., Исаев, А. А. (2019). Комплекс мероприятий по повышению нефтеотдачи месторождения высоковязкой нефти. *Экспозиция Нефть Газ*, 1(68), 34-37.

#### References

1. Kontorovich, A. E., Livshits, V. R., Burshtein, L. M., Kurchikov, A. R. (2021). Assessment of the initial, promising, and predicted geologic and recoverable oil resources of the West Siberian petroleum province and their structure. *Russian Geology and Geophysics*, 62(5), 576-588.
2. Muslimov, R. Kh. (2009). Features of exploration and development of oil fields in a market economy. *Kazan: FEN*.
3. Grishchenko, V. A., Gareev, R. R., Tsiklis, I. M., et al. (2021). Expanding the Amount of Preferential Royalty Facilities with Hard-To-Recover Oil Reserves. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.
4. Khisamiev, T. R., Bashirov, I. R., Mukhametshin, V. Sh., et al. (2021). Results of the development system optimization and increasing the efficiency of carbonate reserves extraction of the Turney stage of the Chetyrmansky deposit. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.
5. Minnikhanov, R. N., Maganov, N. U., Khisamov, R. S. (2016). On creation of research and testing facilities to promote study of nonconventional oil reserves in Tatarstan. *Oil Industry*, 8, 60-63.
6. Grishchenko, V. A., Asylgareev, I. N., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Methodological approach to the resource base

efficiency monitoring in oil fields development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.

7. Grishchenko, V. A., Rabaev, R. U., Asylgareev, I. N., et al. (2021). Methodological approach to optimal geological and technological characteristics determining when planning hydraulic fracturing at multilayer facilities. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.

8. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T. (2018). Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 15(30), 725-733.

9. Veliyev, E. F. (2021). Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61-72.

10. Grishchenko, V. A., Pozdnyakova, T. V., Mukhamadiyev, B. M., et al. (2021). Improving the carbonate reservoirs development efficiency on the example of the Tournaisian stage deposits. *SOCAR Proceedings*, SI2, 238-247.

11. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F. (2016). The effect of particle size distribution and the nano-sized additives on the quality of annulus isolation in well cementing. *SOCAR Proceedings*, 4, 4-10.

12. Veliyev, E. F. (2020). Mechanisms of Polymer Retention in Porous Media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.

13. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Justification of necessity to consider well interference in the process of well pattern widening in the Bavlinskoye oil field pashiyen formation. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.

14. Mukhametshin, V. V., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S., et al. (2021). Screening and assessing the conditions for effective oil recovery enhancing techniques application for hard to recover high-water cut reserves. *SOCAR Proceedings*, SI2, 48-56.

15. Alvarado, V., Reich, E.-M., Yunfeng, Yi, Potsch, K. (2006, June). Integration of a risk management tool and an analytical simulator for assisted decision-making in IOR. In: *SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.

16. Dmitrievsky, A. N. (2017). Resource-innovative strategy for the development of the Russian economy. *Oil Industry*, 5, 6-7.

17. Khuzin, R. R., Bakhtizin, R. N., Andreev, V. E., et al. (2021). Oil recovery enhancement by reservoir hydraulic compression technique employment. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.

18. Sergeev, V. V., Sharapov, R. R., Kudymov, A. Yu., et al. (2020). Experimental research of the colloidal systems with nanoparticles influence on filtration characteristics of hydraulic fractures. *Nanotechnologies in Construction*, 12(2), 100-107.

19. Mukhametshin, V. V. (2021). Improving the efficiency of managing the development of the West Siberian oil and gas province fields on the basis of differentiation and grouping. *Russian Geology and Geophysics*, 62(12), 1373-1384.

20. Veliyev, E. F. (2021). Application of amphiphilic block-polymer system for emulsion flooding. *SOCAR Proceedings*, 3, 78-86.

21. Fattakhov, I. G., Kuleshova, L. S., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Complexing the hydraulic fracturing simulation results when hybrid acid-propant treatment performing and with the simultaneous hydraulic fracture initiation in separated intervals. *SOCAR Proceedings*, SI2, 103-111.

22. Zdolnik, S. E., Nekipelov, Yu. V., Gaponov, M. A., Folomeev, A. E. (2016). Introduction of innovative hydrofracturing technologies on carbonate reservoirs of Bashneft PJSC. *Oil Industry*, 7, 92-95.

23. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Trofimov, V. E. (2019). Optimization of reserve production from water oil zones of D3ps horizon of Shkapovsky oil field by means of horizontal wells. *Georesursy*, 21, 3, 55-61.

24. Yakupov, R. F., Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L.S. (2021). Hydrodynamic model application to create a reverse oil cone in water-oil zones. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.

25. Veliyev, E. F., Aliyev, A. A., Mammadbayli, T. E. (2021). Machine learning application to predict the efficiency of water coning prevention techniques implementation. *SOCAR Proceedings*, 1, 104-113.

26. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., Sheshdirov, R. I. (2021). Determination of well spacing volumetric factor for assessment of final oil recovery in reservoirs developed by horizontal wells. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.

27. Kuleshova, L. S., Fattakhov, I. G., Sultanov, Sh. Kh., et al. (2021). Experience in Conducting Multi-Zone Hydraulic Fracturing on the Oilfield of PJSC «Tatneft». *SOCAR Proceedings*, SI1, 68-76.

28. Gasumov, E. R., Gasumov, R. A. (2020). Innovative risk management for geological and technical (technological) measures at oil and gas fields. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.

29. Grishchenko, V. A., Tsiklis, I. M., Mukhametshin, V. Sh., Yakupov, R. F. (2021). Methodological approaches to increasing the flooding system efficiency at the later stage of reservoir development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.

30. Akhmetov, R. T., Malyarenko, A. M., Kuleshova, L. S., et al. (2021). Quantitative assessment of hydraulic tortuosity of oil and gas reservoirs in Western Siberia based on capillarimetric studies. *SOCAR Proceedings*, 2, 77-84.

31. Veliyev, E. F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.

32. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S. (2021). Differentiation and grouping of complex-structured oil reservoirs in carbonate reservoirs in development management problems solving. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.

33. Yashchenko, I. G., Polishchuk, Yu. M. (2008). Hard-to-recover oil reserves of the Volga-Ural oil and gas province. *Oilfield Engineering*, 8, 11-18.

34. Khisamov, R. S. (2015). Efficiency of production of hard-to-recover oil reserves. *Almetyevsk: Almetyevsk State Oil*

*Institute.*

35. Akhmadullin, R. R., Trifonov, V. V. (2004). High-viscosity oil recovery in Nurlatneft NGDU. *Oil Industry*, 7, 31-33.
36. Beauquin, J.-L., Ndinemenu, F. O., Chaliier, G., et al. (2007, November). World's first metal PCP SAGD field test shows promising artificial – lift technology for heavy-oil production: joslyn field case. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineering*.
37. Petrov, A., Mikhailov, A., Litvinenko, K., Ramazanov, R. (2010, October). Artificial lift practice for heavy oil production with sand control. In: *SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineering*.
38. Isaev, A. A. (2016). Development of rod blades for screw pumping units during operation of complicated wells. PhD Thesis. Ufa: USPTU.
39. Isaev, A. A., Nanish, S. V., Golev, K. V., et al. (2020). Pumping a working fluid via heat-resistant equipment. *Oil. Gas. Innovations*, 7(236), 39-42.
40. Isaev, A. A., Nanish, S. V., Golev, K. V., et al. (2020). Development of the equipment for reducing heat loss when injecting a working medium (steam). *Oil. Gas. Innovations*, 8(237), 54-57.
41. Zainashev, R. A., Valeev, M. D., Syrtlanov, A. Sh., et al. (1986). Borehole rod pumping unit. *SU Patent* 1231261.
42. Valeev, M. D., Davletov, M. Sh., Kutluyarov, Yu. Kh., Urazakov, K. R. (2000). Sucker-rod pump unit. *RU Patent* 2161268.
43. Valeev, A. M., Mingulov, Sh. G., Ramazanov, G. S., et al. (2013). Borehole pump unit for producing heavy high-viscous oils. *RU Patent* 132503.
44. Takhautdinov, R. Sh., Akhunov, R. M., Kochubey, M. V., et al. (2014). Method of high-viscosity oil pool development. *RU Patent* 2504647.
45. Akhunov R. M., Tsink A. A., Isaev A. A. (2019). An action plan to enhance oil recovery from heavy crude oilfield. *Exposition Oil & Gas*, 1(68), 34-37.



## Экспериментальные исследования закачки теплоносителя на забой скважин через колонну полых штанг на залежах вязких нефтей

А.А. Исаев<sup>1</sup>, М.Д. Валеев<sup>2</sup>, И.Ш. Мингулов<sup>3</sup>, В.В. Мухаметшин<sup>3</sup>,  
Л.С. Кулешова<sup>3</sup>, Ш.Г. Мингулов<sup>3</sup>, З.Н. Сагитова<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия;

<sup>2</sup>АО НПП «ВМ Система», Кумлекуль, Россия;

<sup>3</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

### Реферат

Одним из известных способов выработки запасов вязкой нефти на месторождениях является закачка теплоносителя в призабойную зону пласта. Для этой цели используются полые штанги или насосно-компрессорные трубы с двойной стенкой, образующие вакуумные камеры с малыми потерями тепла в окружающие горные породы. Подача теплоносителя может подаваться на забой скважин для нагрева поступающей продукции с целью снижения вязкости жидкости в насосном подъемнике. Технологией другого способа применения закачки теплоносителя через полые штанги является закачка теплоносителя непосредственно в пласт через нагнетательные скважины с целью нагрева пластового флюида и увеличения скорости его фильтрации через породу. В предлагаемой статье описаны результаты экспериментальных работ по внедрению таких технологий в ООО УК «Шешмаойл», показавших принципиальную возможность и перспективу их применения.

**Ключевые слова:** закачка теплоносителя; колонна полых штанг; насосно-компрессорные трубы; вязкость нефти; конденсированный пар.

## Özlü neft yataqlarında quyudibinə içiboş ştanq kəməri vasitəsilə istilik daşıyıcısının vurulmasına dair eksperimental tədqiqatlar

A.A. İsayev<sup>1</sup>, M.D. Valeev<sup>2</sup>, İ.Ş. Minqulov<sup>3</sup>, V.V. Muxamətşin<sup>3</sup>,  
L.S. Kuleşova<sup>3</sup>, Ş.Q. Minqulov<sup>3</sup>, Z.N. Saqitova<sup>3</sup>

<sup>1</sup>«Şeşmaoil» İdarəetmə Şirkəti MMC, Rusiya; <sup>2</sup>«Virtual maşın sistemi» Elmi İstehsal Müəssisəsi SC,

Kumlekul, Rusiya; <sup>3</sup>Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

### Xülasə

Yataqlarda özlü neft ehtiyatlarının məlum işlənmə üsullarından biri də layın quyudibi zonasına istilik daşıyıcısının vurulmasıdır. Bu məqsədlə, içiboş ştanqlardan və ya vakuüm kameraları əmələ gətirən, ətraf dağ-mədən süxurlarında az istilik itkisi verən iki divarlı nasos-kompresor borular istifadə olunur. Mayenin özlülüyünün azaldılması məqsədlə daxil olan məhsulun qızdırılması üçün istilik daşıyıcısının quyudibinə verilməsi nasos qaldırıcısında yerinə yetirilə bilər. İstilik daşıyıcısının içiboş ştanqlar vasitəsilə vurulmasının başqa bir üsulla tətbiq edilməsi texnologiyası istilik daşıyıcısının lay flüidinin qızdırılması və onun süxurdan süzülmə sürətinin artırılması məqsədlə laya vurucu quyular vasitəsilə bilavasitə vurulmasından ibarətdir. Məqalədə bu cür texnologiyaların «Şeşmaoil» MMC-də tətbiqi ilə bağlı aparılan eksperimental işlərin nəticələri verilmiş, həmin texnologiyaların tətbiqinin prinsipial imkanları və perspektivləri göstərilmişdir.

**Açar sözlər:** istilik daşıyıcısının vurulması; içiboş ştanq kəməri; nasos-kompresor boruları; neftin özlülüyü; qatılaşdırılmış buxar.