



Научная статья
УДК 622.276
<https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.5>

РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕРМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ГОРЯЧЕЙ ВОДОЙ НА АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Владислав Сергеевич Горбаченко

Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти
(15б, ул. Книжная, г. Гомель, 246003, Республика Беларусь)
V.S.Gorbatchenko@gmail.com; <https://orcid.org/0009-0008-1249-4454>

Аннотация.

Одной из ключевых проблем добычи нефти на месторождениях Припятского прогиба является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на подземном оборудовании. Эти отложения значительно затрудняют эксплуатацию скважин и могут приводить к снижению их производительности. Для борьбы с АСПО существует большое количество методов, которые отличаются по принципам воздействия на отложения. Наиболее распространенным методом борьбы с АСПО в белорусском регионе является технологическая обработка горячей водой. Данный метод помогает удалять АСПО, восстанавливая нормальную работу оборудования. В статье представлена разработанная методика проведения экспериментальных исследований, направленных на оценку эффективности термического воздействия на АСПО при различных режимах закачки горячей воды во время проведения технологической обработки. В рамках исследования были проведены испытания с использованием различных параметров закачки теплоносителя, чтобы определить оптимальные условия для максимальной эффективности. Также в работе представлен предлагаемый способ повышения эффективности термической обработки горячей водой. Основной принцип заключается в увеличении расхода горячей жидкости, нагнетаемой в скважину. Это позволяет уменьшить тепловые потери в горную породу в приустьевом интервале скважины, что в свою очередь улуч-

шает прогрев жидкости в колонне насосно-компрессионных труб на глубинах более 100 метров. Результаты промышленных исследований показали, что увеличение расхода нагнетаемой горячей воды значительно повышает эффективность термической обработки по сравнению со стандартным подходом. Это подтверждает целесообразность применения предложенного метода для удаления АСПО с рабочей поверхности глубинного насосного оборудования.

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, АСПО, закачка горячей воды, эффективность тепловой обработки

Для цитирования: Горбаченко В. С. Результаты экспериментальных исследований по оценке эффективности термического воздействия горячей водой на асфальтосмолопарафиновые отложения // Наука. Инновации. Технологии. 2024. № 4. С. 85–110. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.5>

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 29.10.2024;
одобрена после рецензирования 01.12.2024;
принята к публикации 17.12.2024.

2.8.4. Development and Exploitation of Oil and Gas Fields (Technical Sciences) Research article

The results of experimental studies to assess the efficiency of hot water treatment of asphalt-resin-paraffin deposits

Vladislav S. Gorbachenko

Belarusian Research and Design Institute of Oil (15b, Knizhnaya St.,
Gomel, 246003, Republic of Belarus)
V.S.Gorbachenko@gmail.com; <https://orcid.org/0009-0008-1249-4454>

Abstract

One of the key problems of oil production at the Pripjat Trough fields is the formation of asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD) on underground equipment. These deposits significantly compli-

cate the operation of wells and can lead to a decrease in their productivity. There is a large number of methods for combating ARPD, which differ in the principles of action on deposits. The most common method to tackle ARPD in the Belarusian region is the technological treatment with hot water. This method helps to remove ARPD, restoring the normal operation of the equipment. The study presents the methodology for conducting experimental studies aimed at assessment of the effectiveness of thermal action on ARPD under various hot water injection modes during the technological treatment. As part of the research, tests were conducted using various coolant injection parameters to determine the optimal conditions for maximum efficiency. The paper also presents a method to enhance the efficiency of thermal treatment with hot water. The main principle is to increase the flow rate of hot liquid injected into the well. This allows reducing heat losses into the rock in the wellhead interval, which in turn improves the heating of the liquid in the column of pump-compression pipes at depths of more than 100 meters. The results of field studies have shown that an increase in the flow rate of injected hot water significantly intensifies the efficiency of heat treatment compared to the standard approach. This confirms the feasibility of using the proposed method for removing ASPD from the working surface of deep-well pumping equipment.

Keywords: asphalt resin paraffin deposits, ASPO, hot water injection, heat treatment efficiency

For citation: Gorbachenko VS. The results of experimental studies to assess the efficiency of hot water treatment of asphalt-resin-paraffin deposits. *Science. Innovations. Technologies.* 2024;(4):85-110. (In Russ.). <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.5>

Conflict of interest: the author declares no conflicts of interests.

The article was submitted 29.10.2024;
approved after reviewing 01.12.2024;
accepted for publication 17.12.2024.

Введение

В настоящее время на скважинах месторождений Припятского прогиба при добыче нефти возникают различные проблемы, связанные с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО), карбонатными и хлоридными солевыми отложениями, коррозией скважинного оборудования и присутствием твердых взвешенных частиц в добываемой жидкости.

Наиболее частым осложнением является образование АСПО. В 2023 году более 95 % добывающего фонда скважин месторождений Припятского прогиба эксплуатировались в условиях, осложненных АСПО. Эти отложения на рабочей поверхности скважинного оборудования уменьшают поперечное сечение насосно-компрессорных труб (НКТ), а иногда полностью блокируют поток продукции на дневную поверхность [1–4]. В итоге проводятся внеплановые ремонты для замены насосного оборудования, что сокращает межремонтный период и приводит к потерям в добыче нефти [5].

Для борьбы с АСПО существует большое количество способов [6–20]. Самым распространенным способом борьбы с АСПО на скважинах месторождений Припятского прогиба является технологические обработки (ТО) горячей водой. Ежегодно для борьбы с АСПО в скважины месторождений Припятского прогиба закачивается существенный объем горячей воды.

Таким образом, направление по оптимизации ТО горячей водой является важной задачей.

Цель работы заключается в разработке мероприятий по повышению эффективности термического воздействия на АСПО при проведении технологической обработки горячей водой.

Материалы и методы исследований

Для выполнения работ по поставленной цели проводится программа исследований по оценке эффективности прогрева жидкости в НКТ при разных режимах нагнетания теплоносителя в затрубное пространство скважины, которая включает следующие основные этапы.

1. Подбор объектов (скважин) с различными диаметрами эксплуатационной колонны (условные наруж-

ные диаметры 140, 146, 168, 178 мм) и физико-химическими свойствами нефти. Для проведения исследований рассмотрены скважины, эксплуатируемые установками электроцентробежных насосов (УЭЦН).

2. Измерение температуры столба жидкости двухканальным автономным регистратором ДАР-1.0 в НКТ. Регистрация температуры жидкости в НКТ производится перед проведением технологической обработки при стабильной работе насосного оборудования до глубины установки стоп-кольца в колонне НКТ. В момент начала закачки горячей воды в скважину с расходом 14 м³/час (стандартный режим обработки) выполняется подъем ДАР-1.0. Подъем выполняется до глубины 1000 метров, при этом подъем ДАР-1.0 выполняется со скоростью 2000 метров/час.
3. Подъем ДАР-1.0 с 1000 метров выполняется в момент, когда заканчивается закачка всего запланированного объема горячей жидкости. Подъем термометра с 1000 метров выполняется со скоростью 3000 метров/час. В процессе проведения технологической обработки и после ее завершения выполнялось измерение температуры на устье скважины при помощи цифрового устройства (тепловизора) FLIR i7. Для оценки эффективности тепловой обработки, после ее окончания, в НКТ73 выполняется спуск шаблона 42 мм. В случае не прохождения шаблона 42 мм, выполняется спуск шаблона 38 мм.
4. Согласно п. 2 выполняются повторно все мероприятия, но технологическая обработка горячей водой проводится с расходом 28 м³/час.

Результаты исследований и их обсуждение

Исследования по вышеописанной схеме при проведении ТО и оценке эффективности удаления АСПО с рабочей внут-

ренной НКТ проведены на 7 скважинах: № 5s2 (sm_сев) Бескопыльновского, №№ 47g и 50n (ptr-zd_зпд) Чкаловского, № 94s3 (ptr-zd) Осташковичского, №№ 381n (ln-st_сев), 395n (ln-st_зпд) и 520n (ln-st_сев) Речицкого, № 48 (ptr-el-zd) Золотухинского и № 9053 (v_вст) Тишковского нефтяного месторождения. Основные физико-химические свойства дегазированной нефти по рассматриваемым скважинам (залежам) представлены в таблице 1.

Таблица 1. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ДЕГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ
Table 1. Physical and chemical properties of degassed oil

№ Сква.	Наименование месторождения (залежь)	Массовое содержание, %			Плотность при 20°С, кг/м ³	Вязкость кинематическая при 50°С, мм ² /с
		асфальтенов	смола	парафинов		
5s2	Бескопыльновское (семилук.)	3,54	17,57	5,41	903,6	48,82
47g	Чкаловское (петрикозадон.)	0,016	2,54	5,31	834,5	4,20
50n	Чкаловское (петрикозадон.)	0,23	3,91	5,29	842,8	5,00
94s3	Осташковичское (петрикозадон.)	0,63	18,92	5,49	880,6	16,38
395n	Речицкое (ланско-старооск. запад. блок)	1,04	10,99	5,24	858,6	5,76
381n	Речицкое (ланско-старооск. север. крыло)	1,07	8,01	3,24	847,1	5,74
520n	Речицкое (ланско-старооск. север. крыло)	1,95	9,42	5,13	848,9	6,03
48	Золотухинское (петрик.-елец.-задон.)	1,18	14,53	2,98	881,9	22,06
9053	Тишковское (венд.)	0,15	2,6	5,32	822,0	3,26

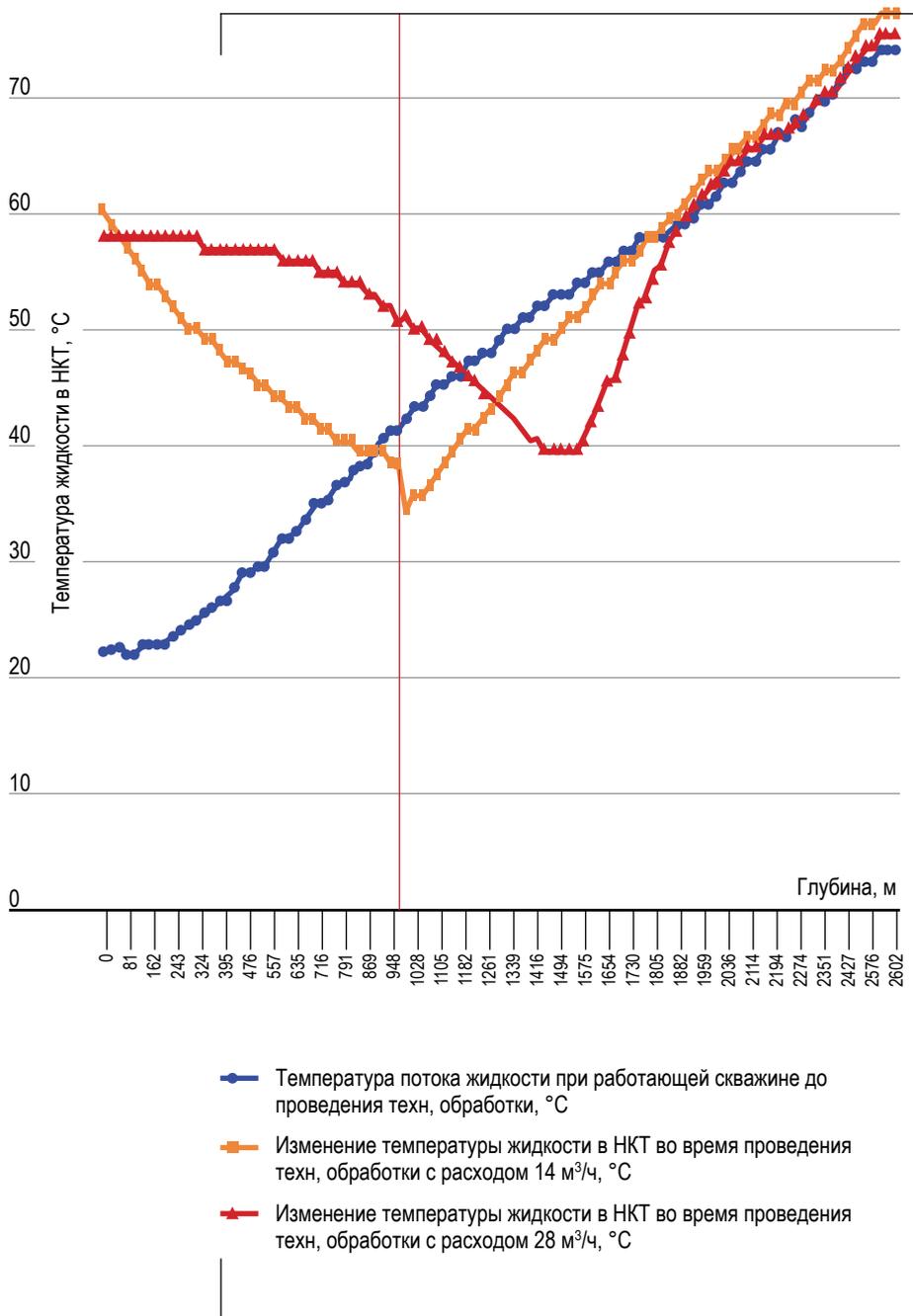


Рис. 1. Изменение температуры жидкости в НКТ на скважине № 50 Чкаловского нефтяного месторождения.

Fig. 1. Change in fluid temperature in the tubing at well No. 50 of the Chkalovskoye oil field.

Источник: составлено автором.
Source: compiled by the author.

Из таблицы 1 видно, что рассматриваемые исследования проводились на скважинах с разными физико-химическими свойствами добываемой нефти, что позволяет обобщить полученные результаты и расширить их применение для всех скважин месторождений Припятского прогиба.

На рисунках 1 и 2 представлены графики изменения температуры до и после проведения ТО горячей водой на скважинах при двух разных режимах нагнетания жидкости: скважина № 50 Чкаловского – 14 м³/ч и 28 м³/ч и скважина № 48 Золотухинского н.м – 10 м³/ч и 20 м³/ч.

На рисунках 1 и 2 отображено три графика, описывающих:

- температуру в работающей скважине до проведения обработки – линия с маркером, представленный треугольником;
- температуру при проведении ТО с расходом нагнетаемой в затрубное пространство горячей воды 14 м³/ч (скв. № 50 Чкаловская) и 10 м³/ч (скв. № 48 Золотухинская) – линия с маркером, представленный квадратом;
- температуру при проведении ТО с расходом нагнетаемой в затрубное пространство горячей воды 28 м³/ч (скв. № 50 Чкаловская) и 20 м³/ч (скв. № 48 Золотухинская) – линия с маркером, представленный кругом.

Эксплуатация скважины № 50 Чкаловского нефтяного месторождения ведется при помощи УЭЦН5-50-2750, глубина спуска установки Нсп – 2819 метров. Температура погружного электродвигателя Тпэд в процессе работы УЭЦН до проведения ТО составляет 85°С. Дебит Q составляет 50 м³/сут. Условный диаметр эксплуатационной колонны ДЭК – 146 мм. Обводненность добываемой продукции – 80 %. Динамический уровень до проведения ТО – 1960 метров. Объем горячей воды, закачиваемый в процессе ТО, составляет 20 м³.

После проведения ТО горячей водой с расходом 14 м³/ч на глубине 510 метров отмечена посадка шаблона 42 и 38 мм, что свиде-

тельствует о низкой эффективности ТО. При спуске шаблонов выполнялся замер температуры жидкости в НКТ. В свою очередь, после проведения ТО с расходом 28 м³/ч при спуске шаблона 42 мм посадки не отмечено. Последнее свидетельствует об эффективности ТО.

Спуск автономного термометра при выполнении измерительных работ на скважине № 50 Чкаловского нефтяного месторождения выполнялся до глубины 2745 метров. Из графиков, отображенных на рисунке 1 видно, что при проведении ТО с расходом 14 м³/ч температура жидкости в НКТ $T_{10м}$ на глубине 10 метров выросла до 62 °С (прирост температуры относительно температуры до ТО ΔT_{10} составляет 38,5 °С). При проведении ТО с расходом 28 м³/ч $T_{10м}$ выросла до 60 °С (ΔT_{10} составляет 36,5 °С).

На глубине 300 метров температура жидкости в НКТ $T_{300м}$ до ТО составляет 26,8 °С, после проведения ТО с расходом 14 м³/ч – 51,9 °С (приращение температуры $\Delta T_{300м}$ составляет 25,1 °С), а при проведении ТО с расходом 28 м³/ч – 59,7 °С (приращение температуры $\Delta T_{300м}$ – 32,9 °С).

На глубине 500 метров температура жидкости в НКТ $T_{500м}$ до ТО составляет 31,5 °С, после проведения ТО с расходом 14 м³/ч – 47,6 °С (приращение температуры $\Delta T_{500м}$ составляет 16,1 °С), а при проведении ТО с расходом 28 м³/ч – 59 °С (приращение температуры $\Delta T_{500м}$ – 27,5 °С).

Анализ полученных результатов показал, что величина приращения температуры на глубинах более 300 метров в большей степени зависит от величины обводненности добываемой продукции. Чем выше обводненность добываемой продукции, тем интенсивнее происходит нагрев жидкости в НКТ и уменьшается глубина прогрева.

Из графиков, представленных на рисунке 1, видим, что при проведении ТО горячей водой с расходом 14 м³/ч наблюдается прогрев жидкости в НКТ до глубины 850 метров, где температура потока жидкости составляет 41 °С. На большей глубине отмечается охлаждение жидкости в НКТ, что достигается за счет того, что на глубине 850 метров температура жидкости в НКТ ($T_{ж.нкт}$) выравнивается с температурой закаченной в затрубное пространство жид-

кости ($T_{жТО}$), а поскольку $T_{жНКТ}$ уменьшается от насоса к дневной поверхности, а $T_{жТО}$ от дневной поверхности к приему насоса, то с глубины 850 метров закачанная в затрубное пространство жидкость начинает поглощать тепловую энергию у потока жидкости в НКТ, что приводит к уменьшению температуры жидкости НКТ.

С глубины 1835 метров отмечается выравнивание температур жидкости до и после ТО. Данное явление объясняется следующими протекающими во время проведения ТО процессами. При закачке горячей воды в затрубное пространство происходит оттеснение ко входному модулю разогретой ЭЦН нефти, которая находилась в затрубном пространстве над входным модулем насоса. Далее происходит дополнительный подогрев данной нефти ЭЦН и попадание ее во внутреннюю полость колонны НКТ. Данный процесс позволяет скомпенсировать охлаждение со стороны закачиваемой в затрубное пространство жидкости.

При проведении ТО горячей водой с расходом $28 \text{ м}^3/\text{ч}$ температура жидкости в НКТ во время обработки выравнивается с температурой до обработки на глубине 1200 метров, где температура потока жидкости составляет $49 \text{ }^\circ\text{C}$.

Результаты измерения температуры на выкидной линии (в пределах 30 см от линейной задвижки) ($T_{вл}$) и на свободном затрубном пространстве между рабочей и коренной задвижками устьевого арматуры ($T_{нл}$) в процессе проведения ТО представлены в таблице 2.

На рисунке 2 представлены графики изменения температуры жидкости в НКТ на скважине № 48 Золотухинского нефтяного месторождения. Эксплуатация данной скважины № 48 Золотухинского нефтяного месторождения ведется фонтанным способом, глубина спуска воронки составляет 1957 метров. Дебит жидкости составляет $9,8 \text{ м}^3/\text{сут}$. Условный диаметр эксплуатационной колонны – 168 мм. Обводненность добываемой продукции – 3%. Объем горячей воды, закачиваемый в процессе ТО – 30 м^3 .

Спуск автономного термометра при выполнении измерительных работ на скважине № 48 Золотухинского нефтяного месторождения выполнялся до глубины 1930 метров. Результаты измерения температуры устьевого арматуры в процессе проведения ТО представлены в таблице 3.

Таблица 2. ТЕМПЕРАТУРЫ УСТЬЕВОЙ АРМАТУРЫ
Table 2. Wellhead fitting temperatures

№ п/п	Условное время выполнения измерения температуры	ТВЛ, °С	ТНЛ, °С	ТВЛ, °С	ТНЛ, °С
		Расход 14 м ³ /ч		Расход 28 м ³ /ч	
1	01:00	24	89	23	89
2	01:15	77	92	89	91
3	01:30	88	94	89	92
4	01:45	91	94	89	92
5	02:00	91	94		
6	02:15	91	94		
7	02:30	91	94		

Замер температуры после обработки

8	01:00	85		85	
9	01:10	74		73	
10	01:20	65		67	
11	01:30	59		62	

Источник: составлено автором.

Source: compiled by the author.

В таблице 4 представлена обобщенная информация по результатам измерения температур при разных режимах нагнетания горячей воды во время проведения ТО. Откуда видно, что глубина прогрева жидкости в НКТ при проведении ТО больше в том случае, когда расход нагнетаемой горячей воды составляет 28 м³/ч.

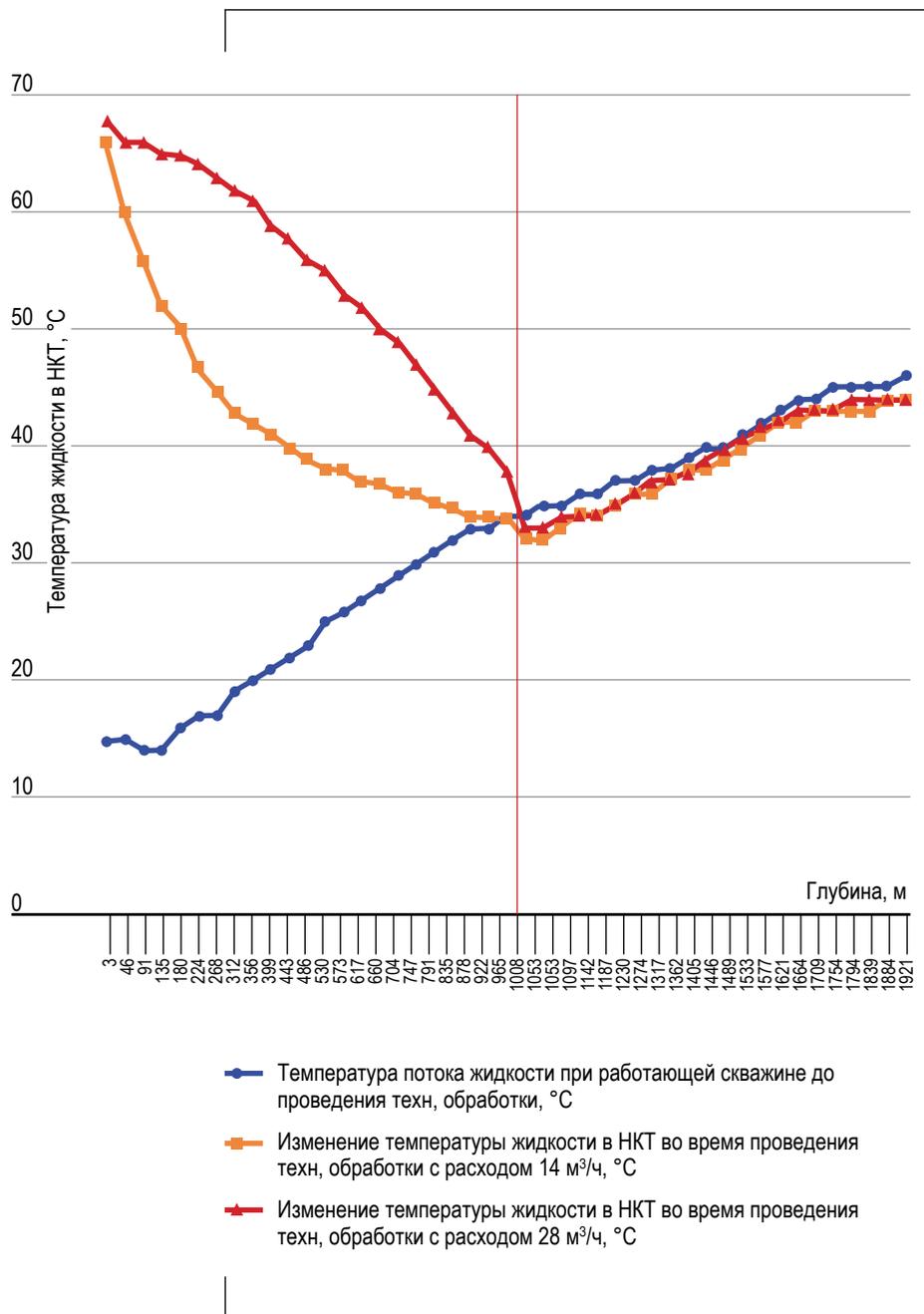


Рис. 2.

Изменение температуры жидкости в НКТ на скважине № 48 Золотухинского нефтяного месторождения.

Fig. 2. Change in fluid temperature in the tubing at well No. 48 of the Zolotukhinskoye oil field.

Источник:

составлено автором.

Source:

compiled by the author.

Таблица 3. ТЕМПЕРАТУРЫ УСТЬЕВОЙ АРМАТУРЫ
Table 3. Wellhead fitting temperatures

№ п/п	Условное время выполнения измерения температуры	ТВЛ, °С	ТНЛ, °С	ТВЛ, °С	ТНЛ, °С
		Расход 10 м ³ /ч		Расход 20 м ³ /ч	
1	01:00	25	94	25	89
2	01:15	45	95	87	90
3	01:30	78	95	87	90
4	01:45	89	93	88	90
5	02:00	90	93	86	89
6	02:15	91	93	85	88
7	02:30	92	93	85	88
8	02:45	90	91		
9	03:00	90	92		
10	03:15	88	90		
11	03:30	89	90		
12	03:45	88	91		
13	04:00	89	90		
14	01:00	88		82	
15	01:10	78		77	
16	01:20	69		71	
17	01:30	65		69	

Источник: составлено автором.

Source: compiled by the author.

Из графиков, представленных на рисунке 1 и 2, и данных, представленных в таблице 4, видно, что увеличение расхода закачиваемой в затрубное пространство горячей воды в два раза приводит к улучшению прогрева жидкости в НКТ и, соответственно, к увеличению эффективности термического воздействия проводимой ТО. Также стоит отметить, что после проведения ТО горячей водой с увеличенным расходом отсутствовало не прохождение шаблона, которое отмечается на скважинах № 50 Чкаловского и № 395 Речицкого нефтяного месторождения после технологической обработки горячей водой с расходом $14 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Повышение эффективности термического воздействия термической обработкой с увеличением расхода нагнетаемого теплоносителя объясняется уменьшением потерь тепловой энергии в горную породу на верхних глубинах скважины. Также из таблиц 2 и 3 видно, что при проведении ТО горячей водой с расходом $14 \text{ м}^3/\text{ч}$ температура на выкидной линии устьевого арматуры достигает максимального значения через 30 минут, а при увеличенном расходе время достижения максимальной уменьшается до 15–20 мин. На основании данных таблицы 4 были построены графики (рис. 3, 4 и 5) распределения температур на глубинах 300, 500 и 1000 метров соответственно.

Из рисунка 3 видно, что при расходе горячей воды $14 \text{ м}^3/\text{ч}$ среднее значение температуры на глубине 300 метров составляет 54°C , то есть среднее значения приращения температуры жидкости в НКТ составляет 27°C . Также из рисунка следует, что средняя температура жидкости в НКТ при проведении ТО с расходом $28 \text{ м}^3/\text{ч}$ составляет 64°C , которая на 10°C выше аналогичной температуры при ТО с расходом $14 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Из рисунка 4 видно, что при расходе горячей воды $14 \text{ м}^3/\text{ч}$ среднее значение температуры на глубине 500 метров составляет 47°C , то есть среднее значения приращения температуры жидкости в НКТ составляет 16°C . Также из рисунка следует, что средняя температура жидкости в НКТ при проведении ТО с расходом $28 \text{ м}^3/\text{ч}$ составляет 60°C , которая на 13°C выше аналогичной температуры при ТО с расходом $14 \text{ м}^3/\text{ч}$.

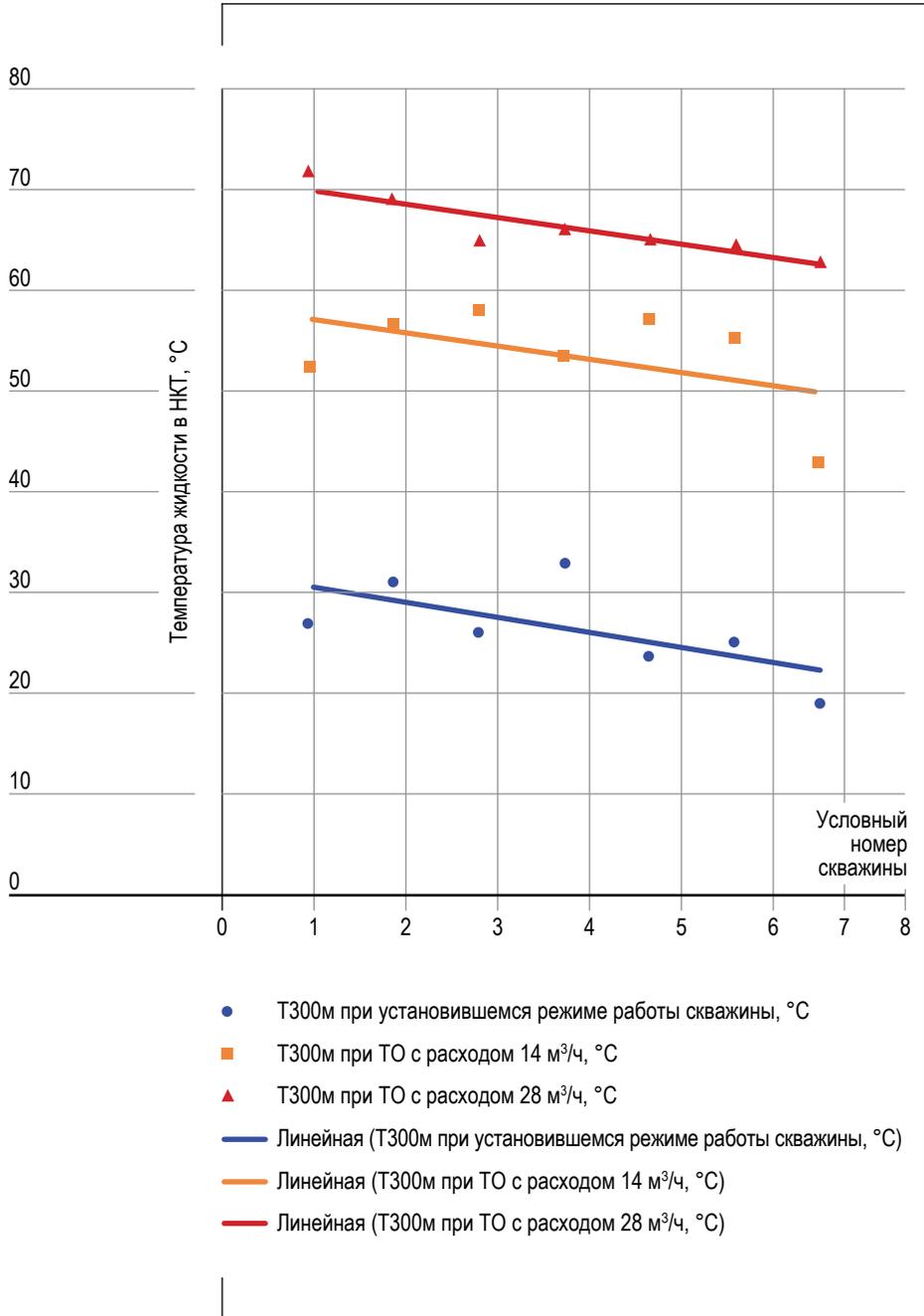


Рис. 3.

Распределение температуры жидкости в НКТ на глубине 300 метров.

Fig. 3. Distribution of liquid temperature in the tubing at the depth of 300 meters.

Источник:
Source:

составлено автором.
compiled by the author.

Таблица 4. ОБОБЩЕНИЕ ПРОВЕДЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ /
ТЕМПЕРАТУРЫ УСТЬЕВОЙ АРМАТУРЫ
Table 4. Summary of completed studies / Wellhead fitting temperatures

№ п/п	№ скв.	Месторождение	Q, м ³ /сут	ДЭК, мм	Обв, %	V, м ³	Нсп, м
1	50	Чкаловское	50	146	80	20	2819
2	5	Бескопыльновское	65	140	95	20	1531
3	47	Чкаловское	60	168	30	20	2945
4	94	Осташковичское	35	168	65	20	2336
5	395	Речицкое	46	178	7	20	2602
6	520	Речицкое	39	178	2	20	2120
7	48	Золотухинское	9,8	168	3	30	1957

Источник: составлено автором.
Source: compiled by the author.

	ТПЭД, °C	Расход, м³/ч	ТВЛ, °C	T300м, °C	T500м, °C	T1000м, °C	Нпрор, м
	85	0	24	27	31	45	—
		14	91	52	48	35	850
		28	89	60	59	53	1200
	53	0	24	31	34	47	—
		14	86	57	43	39	680
		28	86	69	66	45	970
	91	0	25	26	31	44	—
		14	86	58	52	40	860
		28	85	65	62	52	1180
	59	0	25	33	39	48	-
		14	91	53	46	39	650
		28	86	66	63	47	990
	85	0	24	24	27	37	—
		14	92	57	52	30	1005
		28	89	65	59	44	1120
	71	0	24	25	29	37	—
		14	92	55	48	35	925
		28	88	65	60	43	1220
	-	0	25	19	26	35	—
		10	92	43	38	33	925
		20	90	63	57	37	1100

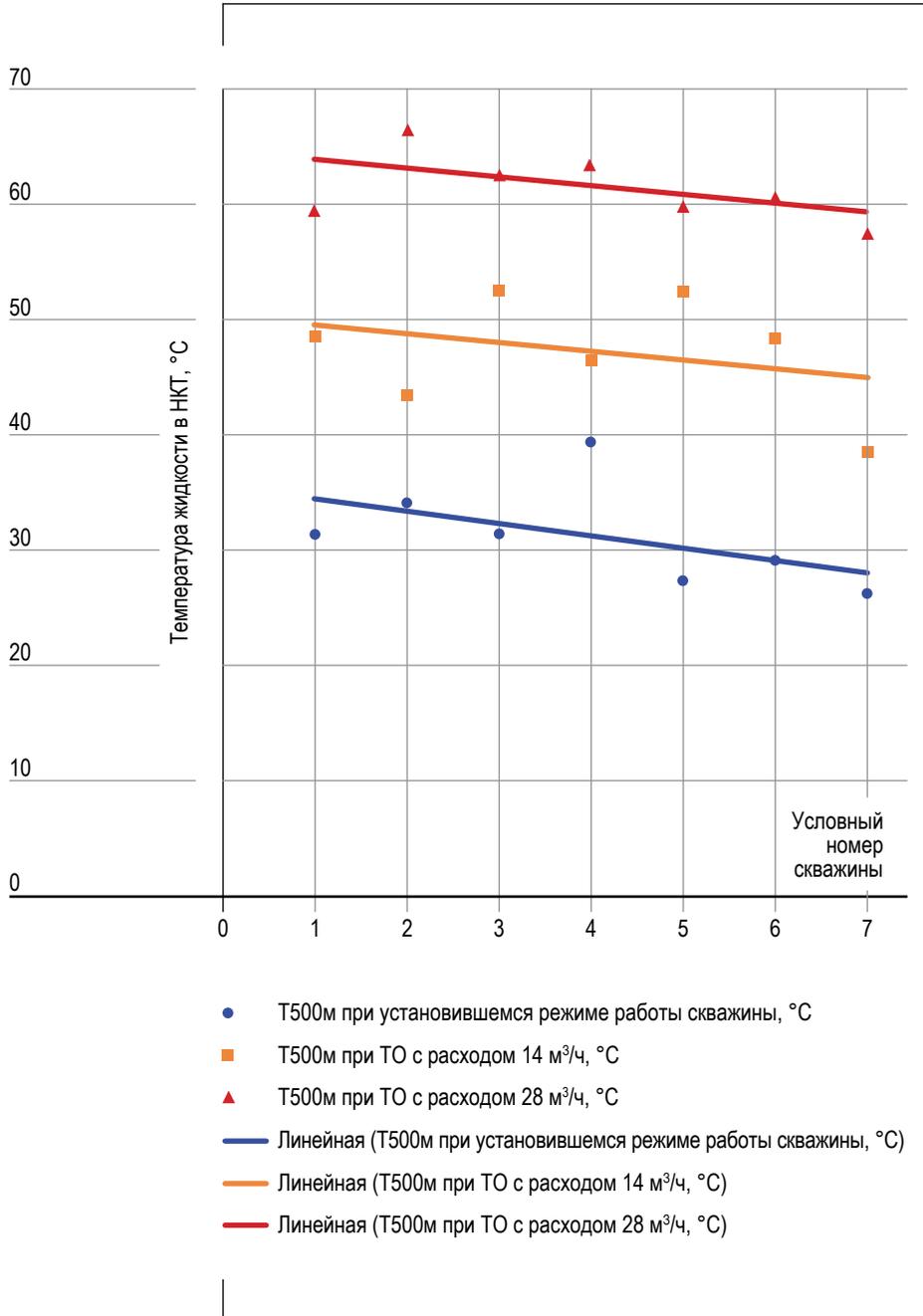


Рис. 4.

Распределение температуры жидкости в НКТ на глубине 500 метров.

Fig. 4. Distribution of liquid temperature in the tubing at the depth of 500 meters.

Источник:

составлено автором.

Source:

compiled by the author.

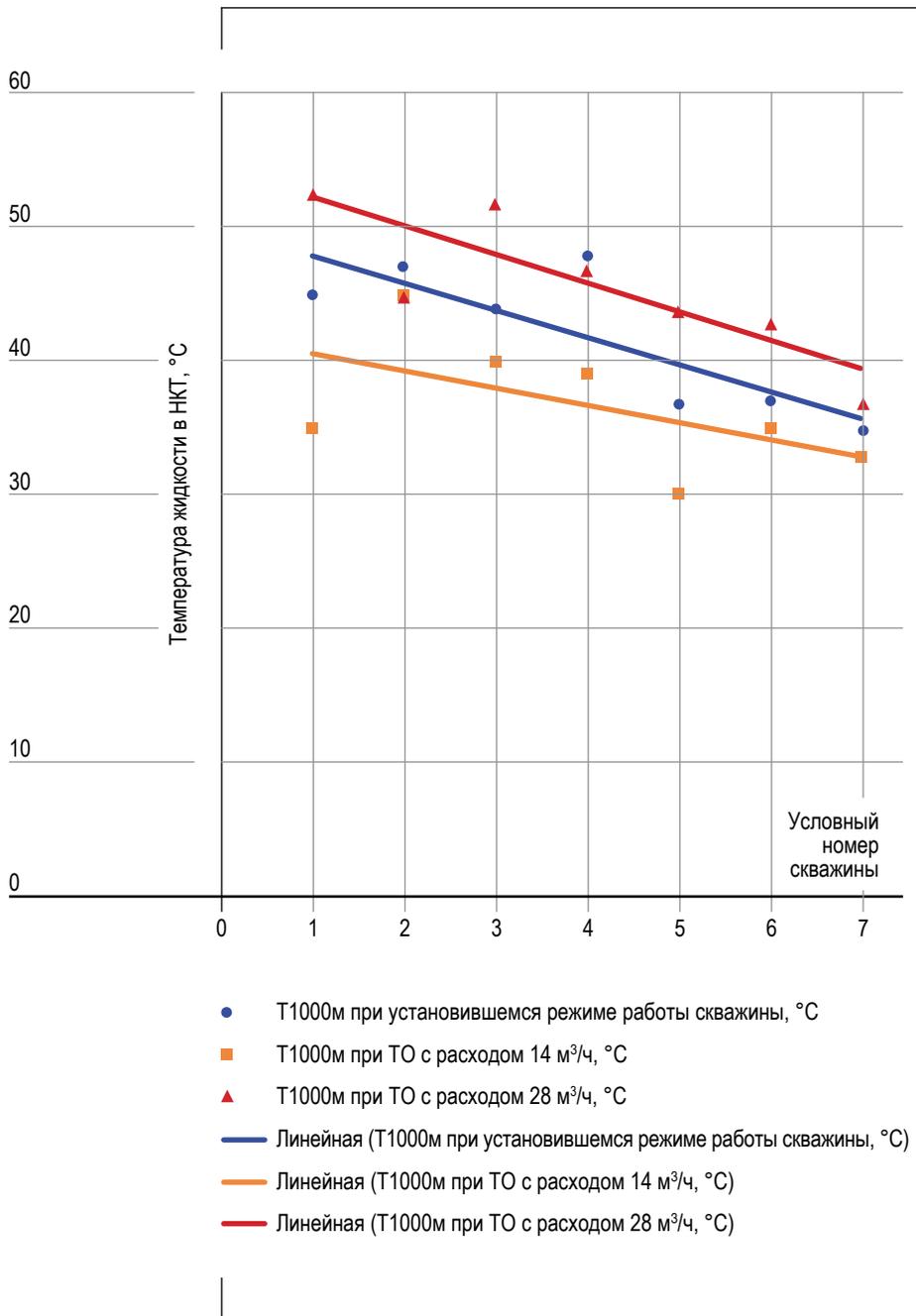


Рис. 5.

Распределение температуры жидкости в НКТ на глубине 1000 метров.

Fig. 5. Distribution of liquid temperature in the tubing at the depth of 1000 meters.

Источник:
Source:

составлено автором.
compiled by the author.

Из рисунка 5 видно, что при расходе горячей воды $14 \text{ м}^3/\text{ч}$ среднее значение температуры на глубине 1000 метров составляет 37°C и она ниже температуры жидкости в НКТ при работе скважины на установившемся режиме на 5°C . Средняя температура жидкости в НКТ при проведении ТО с расходом $28 \text{ м}^3/\text{ч}$ составляет 47°C , которая на 10°C выше аналогичной температуры при ТО с расходом $14 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Заключение

1. Исследования распределения ТЖ.НКТ при проведении ТО показали, что при проведении ТО горячей водой с расходом $28 \text{ м}^3/\text{ч}$ среднее значение ТЖ.НКТ: — на глубине 300 метров достигает 64°C , что на 37°C выше ТЖ.НКТ при установившемся режиме работы скважины и на 10°C выше ТЖ.НКТ при проведении ТО с расходом $14 \text{ м}^3/\text{ч}$; — на глубине 500 метров достигает 60°C , что на 29°C выше ТЖ.НКТ при установившемся режиме работы скважины и на 13°C выше ТЖ.НКТ при проведении ТО с расходом $14 \text{ м}^3/\text{ч}$; — на глубине 1000 метров достигает 47°C , что на 4°C выше ТЖ.НКТ при установившемся режиме работы скважины и на 10°C выше ТЖ.НКТ при проведении ТО с расходом $14 \text{ м}^3/\text{ч}$.
2. При проведении ТО горячей водой с расходом $14 \text{ м}^3/\text{ч}$ глубина прогрева внутрискважинной добываемой жидкости (точка пересечения линий изменения температуры жидкости в НКТ с глубиной до и после проведения ТО) варьирует от 690 до 1000 метров.
3. При проведении ТО горячей водой с расходом $28 \text{ м}^3/\text{ч}$ глубина прогрева внутрискважинной добываемой жидкости изменяется от 970 до 1200 метров.
4. Нагнетание горячей воды в затрубное пространство скважины при проведении ТО с увеличенным в два раза расходом позволяет увеличить глубину прогрева жидкости в НКТ в 1,2–1,4 раза и повысить эффективность термического воздействия ТО.

Список источников

1. Горбаченко В. С. Механизмы и факторы, определяющие процесс формирования асфальтсмолопарафиновых отложений на поверхности скважинного оборудования // Нефтегазовый инжиниринг. 2024. № 1. С. 41–48.
2. Гуторов А. Ю. Механизм и условия образования асфальтсмолопарафиновых отложений в условиях завершающей стадии разработки нефтяных месторождений // Нефтепромысловое дело. 2014. № 2. С. 23–27.
3. Гуськова И. А., Павлова А. И., Емельянычева С. Е. О проблемах формирования асфальтсмолопарафиновых отложений (АСПО) в трубопроводах и резервуарах, имеющих защитные антикоррозионные покрытия // Нефтепромысловое дело. 2010. № 9. С. 45–48.
4. Бурханов Р. Н., Гуськова И. А. О некоторых физических свойствах асфальтсмолопарафиновых отложений // Нефтепромысловое дело. 2010. № 2. С. 53–56.
5. Горбаченко В. С., Демяненко Н.А. Рассмотрение процесса образования и исследование свойств асфальтсмолопарафиновых отложений // Вестник Гомельского государственного технического университета им. П.О. Сухого. 2016. Т. 1. № 3 (66). С. 17–23.
6. Горбаченко В. С., Демяненко Н.А. Индукционные нагреватели для борьбы с асфальтсмолопарафиновыми отложениями и алгоритм определения глубин их расстановки в скважине // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2024. № 4 (142). С. 31–38.
7. Майлат Я. А., Горбаченко В. С., Демяненко Н.А. Анализ действующих способов борьбы с асфальтсмолопарафиновыми отложениями на нефтяных месторождениях Припятского прогиба // Современные проблемы машиноведения: материалы XII Междунар. науч.- техн. конф. (науч. чтения, посвящ. П. О. Сухому), Гомель, 22–23 нояб. 2018 г. / М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого, Филиал ПАО «Компания «Сухой» ОКБ «Сухого»; под общ. ред. А. А. Бойко. Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2018. С. 288–290.
8. Халилова Г. А. Технология тепловых и химических методов борьбы с асфальтсмолопарафиновыми отложениями и их эффективность // Инновационные научные исследования. 2021. № 5–2 (7). С. 80–86. <https://doi.org/110.5281/zenodo.5041024>

9. Ле В. З., Велиев М. М. Технология удаления и предотвращения асфальтосмолопарафиновых отложений // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. № 3 (97). С. 45–54.
10. Квашнина Я. В., Терехина Е. А., Боев И. Е. Сравнительный анализ методов борьбы с парафинистыми отложениями в скважине // Инновации. Наука. Образование. 2021. № 47. С. 1369–1373.
11. Сорокоумова И. Е. Анализ эффективности методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми и солевыми отложениями на Мамонтовском нефтяном месторождении // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 110-летию со дня основания горно-геологического образования в Сибири, Томск, 02–07 апреля 2012 года. Т. 2. Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2012. С. 132–135.
12. Альмухаметова Э. М., Габдрахманов Н. Х., Альмухаметов Ф. Ф. Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в условиях ванкорского газонефтяного месторождения // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 1 (103). С. 14–21.
13. Стрелкова К. Ю., Гиляев Г. Г., Гиляев Г. Г. Причины образования и технологии борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями // Молодежная наука: Сборник лучших научных работ молодых ученых по результатам XLVII студенческой научной конференции, Краснодар, 24 февраля 2021 года / Отв. редактор С. А. Удодов. Краснодар: Кубанский государственный технологический университет, 2022. С. 66–74.
14. Низамов Э. Р. Анализ проблемы образования асфальтосмолопарафиновых отложений в условиях ВУ ОНГКМ и возможные пути решения данной проблемы // Новые технологии в газовой промышленности (газ, нефть, энергетика): Тезисы докладов XIII Всероссийской конференция молодых ученых, специалистов и студентов, Москва, 22–25 октября 2019 года. Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2019. С. 210–211.
15. Макаревич А. В., Банный В. А. Методы борьбы с АСПО в нефтедобывающей промышленности (обзор в двух час-

- тях) Часть I // Экология промышленного производства. 2012. № 4. С. 9–14.
16. Сабырбаева Г. С. Осложнения при эксплуатации скважин с повышенным содержанием в продукции асфальтосмолопарафиновых веществ и борьба с ними // *Colloquium-Journal*. 2019. № 11–1 (35). С. 179–181.
 17. Решетникова Д. С., Кривова Н. Р., Колесник С. В., Федорова К. В. Применение ультразвуковой обработки пласта для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями и солями на Самотлорском месторождении // *Нефтепромысловое дело*. 2014. № 8. С. 48–51.
 18. Белкина С. А. Методы удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в НКТ // Проблемы рационального природопользования и история геологического поиска в Западной Сибири: Сборник тезисов V региональной молодёжной конференции им. В. И. Шпильмана, Ханты-Мансийск, 29–30 марта 2017 года. Ханты-Мансийск: Общество с ограниченной ответственностью «Югорский формат», 2017. С. 8–12.
 19. Труханов Н. М., Костарев Н. А., Рыков А. А., Зорихина Л. И. Анализ эффективности тепловой обработки нефтяной скважины при различных расходах и типах теплоносителя // *Инновационные технологии: теория, инструменты, практика*. 2019. Т. 1. С. 221–225.
 20. Александров А. Н. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования асфальтосмолопарафиновых отложений на Кыртаельском нефтегазоконденсатном месторождении // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и ученых, посвященной 35-летию филиала ТИУ в г. Нижневартовске, Нижневартовск, 28 апреля 2016 года. Нижневартовск: Тюменский индустриальный университет, 2016. С. 149–156.

References

1. Gorbachenko VS. Mechanisms and factors determining the process of formation of asphalt-resin-paraffin deposits on the surface of well equipment. *Oil and Gas Engineering*. 2024;(1):41-48. (In Russ.).
2. Gutorov AYu, Petrova LV. Mechanism and conditions of forma-

- tion of asphalt-resin-paraffin deposits in the conditions of the final stage of development of oil fields. *Oilfield Engineering*. 2014;(2):23-27. (In Russ.).
3. Guskova IA, Pavlova AI, Emelianycheva SE. On the problems of asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD) formation in pipelines and tanks with protective anti-corrosion coatings. *Oilfield Engineering*. 2010;(9):45-48. (In Russ.).
 4. Burkhanov RN, Guskova IA. On some physical properties of asphalt-resin-paraffin deposits. *Oilfield Engineering*. 2010;(2):53-56. (In Russ.).
 5. Gorbachenko VS, Demyanenko NA. Consideration of the formation process and study of the properties of asphalt-resin-paraffin deposits. *Vestnik Gomel'skogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta imeni P. O. Sukhogo = Bulletin of the Gomel State Technical University named after PO Sukhoi*. 2016;1(3(66)):17-23. (In Russ.).
 6. Gorbachenko VS, Demyanenko NA. Induction heaters for combating asphalt-resin-paraffin deposits and an algorithm for determining the depth of their placement in a well. *Equipment and technologies for the oil and gas complex*. 2024;(142):31-38. (In Russ.).
 7. Mailat YaA, Gorbachenko VS, Demyanenko NA. Analysis of existing methods for combating asphalt-resin-paraffin deposits in the oil fields of the Pripyat Trough. *Modern problems of mechanical engineering: Proc. of the XII Int. sci.-tech. conf. (scientific readings dedicated to P. O. Sukhoi)*, Gomel, November 22–23, 2018. Ministry of Education of the Republic of Belarus, Gomel. Sukhoi State Technical University, Branch of PJSC Sukhoi Company of Sukhoi Design Bureau; under the general editorship of AA Boyko. Gomel: P. O. Sukhoi State Technical University; 2018:288-290. (In Russ.).
 8. Khalilova GA. Technology of thermal and chemical methods of combating asphalt-resin-paraffin deposits and their effectiveness. *Innovative scientific research*. 2021;(7):80-86. (In Russ.). <https://doi.org/110.5281/zenodo.5041024>
 9. Le VZ, Veliev MM. Asphaltene deposits removing and scale prevention. *Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products*. 2014;(97):45-54. (In Russ.).
 10. Kvashnina YaV, Terebenina EA, Boev IE. Comparative analysis of methods for combating paraffin deposits in a well. *Innovatsii. Nauka. Obrazovanie = Innovations. Science. Education*. 2021;(47):1369-1373. (In Russ.).

11. Sorokoumova IE. Analysis of the efficiency of methods for combating asphalt, resin, paraffin and salt deposits at the Mamonovskoye oil field. Problems of Geology and Subsoil Development: Proceedings of the XVI International Symposium named after Academician MA. Usov of students and young scientists, dedicated to the 110th anniversary of the founding of mining and geological education in Siberia, Tomsk, April 2-7, 2012. Volume 2. Tomsk: National Research Tomsk Polytechnic University; 2012:132-135. (In Russ.).
12. Almukhametova EM, Gabdrakhmanov NKh, Almukhametov FF. Combating asphalt-resin-paraffin deposits in the conditions of the Vankor gas and oil field. Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products. 2016;(103):14-21. (In Russ.).
13. Strelkova KYu, Gilaev GG, Gilaev GG. Causes of formation and technologies for combating asphalt-resin-paraffin deposits. Youth science: Collection of the best scientific works of young scientists based on the results of the XLVII student scientific conference, Krasnodar, February 24 - 23 2021. Responsible editor SA Udovov. Krasnodar: Kuban State Technological University; 2022:66-74. (In Russ.).
14. Nizamov ER. Analysis of the problem of asphalt-resin-paraffin deposits formation in the conditions of the VU ONGKM and possible solutions to this problem. New technologies in the gas industry (gas, oil, energy): Abstracts of reports of the XIII All-Russian Conference of Young Scientists, Specialists and Students, Moscow, October 22-25, 2019. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University); 2019:210-211. (In Russ.).
15. Makarevich AV, Banny VA. Methods of combating ASPO in the oil industry (review in two parts) Part I. Èkologiâ promyshlennogo proizvodstva = Industrial ecology. 2012;(4):9-14. (In Russ.).
16. Sabyrbaeva GS. Complications during operation of wells with an high content of asphalt-resin-paraffin substances and the fight against them. Colloquium-Journal. 2019;(35):179-181. (In Russ.).
17. Reshetnikova DS, Krivova NR, Kolesnik SV, Fedorova KV. Application of ultrasonic treatment of the formation to combat asphaltene-resin-paraffin deposits and salts at the Samotlor field. Oilfield Engineering. 2014;(8):48-51. (In Russ.).
18. Belkina SA. Methods for removing asphaltene-resin-paraffin deposits in tubing // Problems of rational nature management

and the history of geological prospecting in Western Siberia: Collection of abstracts of the V regional youth conference named after VI Shpilman, Khanty-Mansiysk, March 29-30, 2017. Khanty-Mansiysk: Limited Liability Company "Yugorsky Format"; 2017:8-12. (In Russ.).

19. Trukhanov NM, Kostarev NA, Rykov AA, Zorikhina LI. Analysis of the efficiency of heat treatment of an oil well at various flow rates and types of coolant. *Innovatsionnye tekhnologii: teoriya, instrumenty, praktika = Innovative technologies: theory, tools, practice*. 2019;1:221-225. (In Russ.).
20. Aleksandrov AN. Improving the efficiency of well operation with electric centrifugal pumps in conditions of asphalt-resin-paraffin deposits formation at the Kyrtael oil and gas condensate field. Experience, current problems and prospects for the development of the oil and gas complex: materials of the All-Russian scientific and practical conference of students, post-graduates and scientists dedicated to the 35th anniversary of the Tyumen Industrial University branch in Nizhnevartovsk, Nizhnevartovsk, April 28, 2016. Nizhnevartovsk: Tyumen Industrial University; 2016:149-156. (In Russ.).

Информация об авторе

Владислав Сергеевич Горбаченко – исследователь технических наук, инженер-технолог 2 категории отдела техники и технологии добычи нефти и исследования скважин Белорусского научно-исследовательского и проектного института нефти, Researcher ID: LOS-7330-2024

Information about the author

Vladislav S. Gorbachenko – Researcher of Technical Sciences, Engineer-Technologist of the 2nd Category of the Department of Equipment And Technology of Oil Production and Well Survey, Belarusian Research and Design Institute of Oil, Researcher ID: LOS-7330-2024