

УДК 622.276

<https://doi.org/10.62595/1819-5245-2024-4-119-130>

ТЕРМИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ГОРЯЧЕЙ ВОДОЙ НА АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ

В. С. ГОРБАЧЕНКО¹, Н. А. ДЕЛЯНЕНКО², М. А. ЛОПУШКО¹

¹Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти Республиканского унитарного предприятия «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель

²Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь

Одним из главных факторов, осложняющих процесс добычи нефти на скважинах месторождений Припятского прогиба, является образование на рабочих поверхностях подземного скважинного оборудования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Для борьбы с АСПО применяются различные методы. Приведен анализ распределения применяемых способов борьбы с АСПО на добывающем фонде скважин месторождений Припятского прогиба. Основной способ борьбы с АСПО – технологические обработки горячей водой. Представлены результаты измерения температуры жидкости в насосно-компрессорных трубах при проведении технологических обработок горячей водой с оценкой эффективности обработок. При помощи корреляционного анализа выделены основные параметры, которые влияют на степень прогрева потока добываемой жидкости, а также предложены рекомендации по повышению эффективности применяемых способов борьбы с АСПО.

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, АСПО, методы борьбы с АСПО.

Для цитирования. Горбаченко, В. С. Термическое воздействие технологической обработки горячей водой на асфальтосмолопарафиновые отложения / В. С. Горбаченко, Н. А. Демяненко, М. А. Лопушко // Вестник Гомельского государственного технического университета имени П. О. Сухого. – 2024. – № 4 (99). – С. 119–130. <https://doi.org/10.62595/1819-5245-2024-4-119-130>

THERMAL EFFECT OF HOT WATER PROCESSING ON ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS

V. S. GORBACHENKO¹, N. A. DEMIANENKO², M. A. LOPUSHKO¹

¹Belarusian Oil Research and Design Institute of Republican Unitary Enterprise “Production Association “Belorusneft”, Gomel

²Sukhoi State Technical University of Gomel, the Republic of Belarus

One of the main factors, which complicate the process of oil production at wells in the Pripjat Trough fields is the formation of asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD) on the working surfaces of underground well equipment. Various methods are used to combat ARPD. The article provides an analysis of the distribution of the methods used to combat ARPD in the production wells of the Pripjat Trough fields. The main method to combat ARPD is technological treatment with hot water. The article presents the results of measuring the temperature of the liquid in the pump-compressor pipes during technological treatment with hot water with an assessment of the effectiveness of the treatments. Using correlation analysis, the main parameters that affect the degree of heating of the produced liquid

flow are identified, and recommendations are offered to improve the effectiveness of the methods used to combat ARPD.

Keywords: asphalt-resin-paraffin deposits, ARPD, methods of combatting ARPD.

For citation. Gorbachenko, V. S. Demianenko, N. A, Lopushko M. A Thermal effect of hot water processing on asphalt-resin-paraffin deposits. *Vestnik Gomel'skogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta imeni P. O. Sukhogo*, 2024, no. 4 (99), pp. 119–130 (in Russian). <https://doi.org/10.62595/1819-5245-2024-4-119-130>

Введение

В настоящее время на скважинах месторождений Припятского прогиба в процессе добычи, сбора, транспортировки, подготовки нефти и проведения ремонтных работ отмечается комплекс проблем, который связан с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО), отложениями карбонатных и выпадением хлоридных солей, коррозией скважинного оборудования, а также наличием твердых взвешенных частиц в потоке добываемой жидкости.

Наиболее распространенным осложняющим фактором является образование АСПО. Так, в 2023 г. на основной доле (более 93,5 %) эксплуатационного фонда скважин месторождений Припятского прогиба добыча нефти осуществлялась механизированным способом, из них более 95 % скважин эксплуатировались в осложненных АСПО условиях.

При образовании асфальтосмолопарафиновых отложений на рабочей поверхности скважинного оборудования происходит уменьшение поперечного сечения насосно-компрессорных труб, а в некоторых случаях – полное прекращение возможности движения добываемой продукции на дневную поверхность. В результате чего возникает необходимость в выполнении внеплановых ремонтов по смене насосного оборудования, что приводит к уменьшению межремонтного периода, потерям в добыче нефти и появлению дополнительных затрат, вызванных проведением ремонта и заменой глубинного насосного оборудования.

Цель работы – изучение и исследование термического воздействия на столб жидкости при проведении технологической обработки (ТО) горячей водой.

Основная часть

Как показывает практика, наибольшее количество скважин, осложненных АСПО, эксплуатируются с использованием штанговых глубинных насосов. Доля скважин, эксплуатируемых установками штанговых глубинных насосов (УШГН) и осложненных АСПО, составляет 99,7 %, УЭЦН – 82,2 %, фонтанная добыча – 100 % действующего фонда. Анализ работы добывающего фонда скважин показал, что не осложнены АСПО высокодебитные (дебит – более 100 м³/сут) и высокообводненные (содержание воды в скважинной продукции – более 90 %) скважины, эксплуатируемые УЭЦН.

В мировой практике для борьбы с АСПО применяются различные методы [1–8], которые можно разделить на две группы (рис. 1): методы предупреждения осложнений и методы удаления образовавшихся АСПО. Методы удаления отложений предназначены для очистки нефтепромыслового оборудования от АСПО. Методы предупреждения (профилактики) позволяют замедлять интенсивное образование АСПО на рабочей поверхности оборудования и тем самым увеличить время между применением методов удаления АСПО.

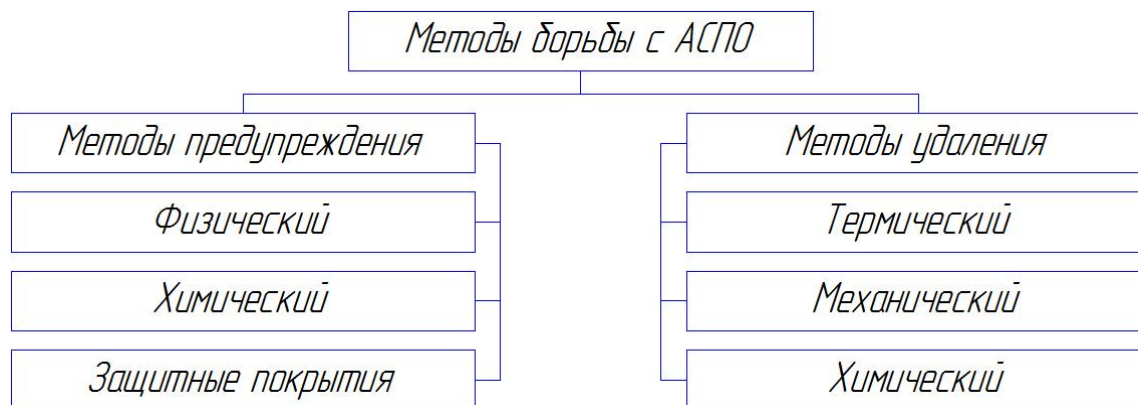


Рис. 1. Методы борьбы с АСПО

С целью предупреждения и удаления АСПО с рабочей поверхности глубинного насосного оборудования на скважинах месторождений Припятского прогиба применяется широкий спектр способов борьбы. На сегодняшний день для борьбы с АСПО проводятся технологические тепловые обработки (ТО), теплехимические технологические обработки (горячая вода с добавлением поверхностно-активных веществ (ПАВ), выполняется дозирование нефтехимических реагентов (ингибиторов, диспергаторов и т. п.), осуществляется спуск механического скребка, выполняется спуск в скважину насосно-компрессорных труб (НКТ) с защитными полимерными покрытиями, а также греющего кабеля. До 2023 г. для борьбы с АСПО также применялся стабильный газовый бензин (СГБ). На текущий момент СГБ используется только на скважинах, добывающих высоковязкую продукцию.

На рис. 2–4 приведены круговые диаграммы, на которых показано распределение применяемых на скважинах месторождений Припятского прогиба способов борьбы с АСПО в 2022 г.

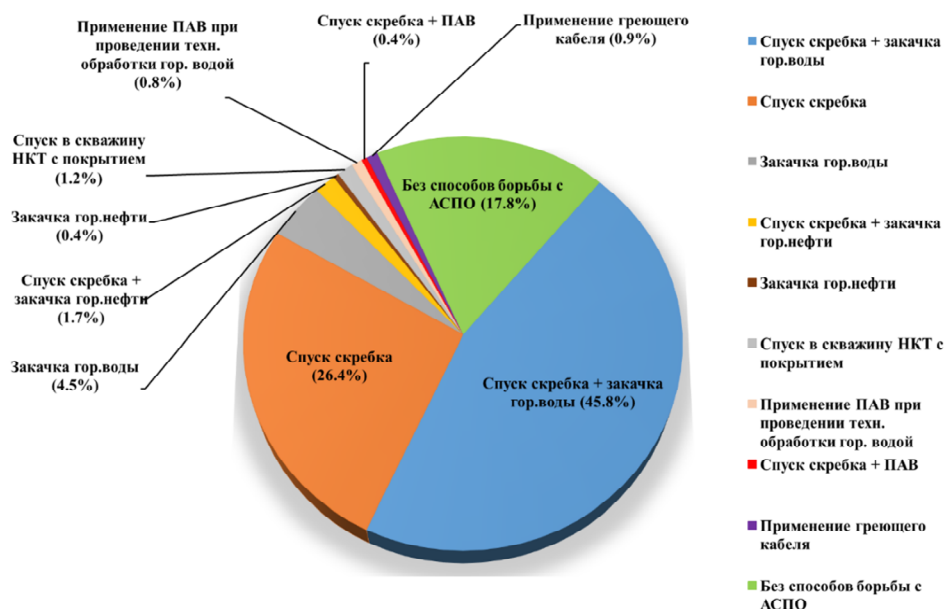


Рис. 2. Распределение способов борьбы с АСПО на скважинах, эксплуатируемых электроцентробежными насосами

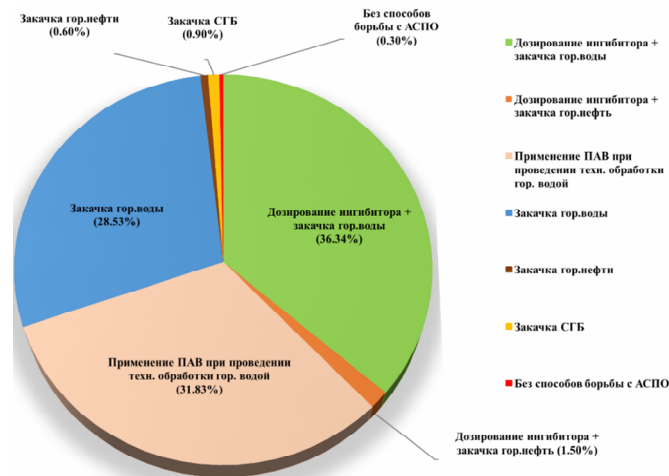


Рис. 3. Распределение способов борьбы с АСПО на скважинах, эксплуатируемых штанговыми насосами

Проанализировав данные на рис. 2–4, можем представить следующую градацию распределения способов удаления АСПО (по доле применимости), используемых в белорусском регионе в 2022 г.:

- 1) обработки горячей водой (с (без) ПАВ);
- 2) спуск механического скребка;
- 3) обработки горячей нефтью;
- 4) обработки СГБ;
- 5) применение греющего кабеля.

Для способов профилактики АСПО можно указать приведенную ниже градацию:

- 1) использование (дозирование в добываемую скважинную продукцию) реагентов нефтепромысловой химии;
- 2) применение НКТ с покрытием, имеющим низкую шероховатость и соответственно низкую адгезию к асфальтосмолопарафиновым веществам.

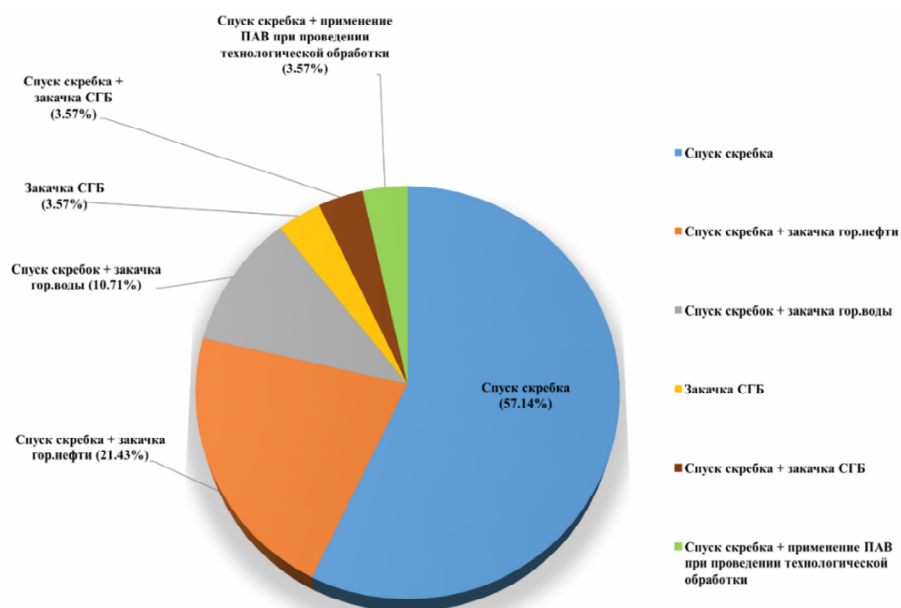


Рис. 4. Распределение способов борьбы с АСПО на скважинах, эксплуатируемых фонтанным способом

С учетом проделанного анализа отметим, что наиболее применяемой технологией для удаления АСПО с рабочей поверхности является ТО горячей водой. Это обусловлено тем, что при расчете стоимости ТО горячей водой не учитываются издержки, связанные с энергозатратами на подогрев воды, так как на белорусском нефтегазодобывающем предприятии горячая вода получается как вторичный продукт процесса подготовки нефти к дальнейшей транспортировке до пункта ее подготовки и переработки. В связи с чем основная статья затрат при проведении ТО горячей водой заключается в задействовании технологического транспорта и необходимого сопровождающего персонала.

Технологические обработки горячей нефтью из-за своей высокой стоимости проводятся только на скважинах, где имеется высокий риск глушения скважины путем создания в процессе такой обработки «водяного мешка» на забое скважины. Как правило, к таким скважинам относятся глубокие скважины с низкими значениями пластового давления и фильтрационно-емкостными характеристиками разрабатываемого продуктивного горизонта, у которых расстояние между приемом насоса и верхними дырами перфорации – более 500 м.

Как показывает промысловый опыт, механический скребок для скважин, эксплуатируемых УЭЦН и фонтанным способом, в большинстве случаев применяется на скважинах для индикации критического образования АСПО на внутренней поверхности НКТ. В случае, если использовать скребок в качестве основного способа удаления АСПО с внутренней поверхности НКТ, то увеличивается частота спуско-подъемных операций (не менее трех – в сутки), что требует круглосуточного дежурства оператора. К тому же в этом случае возникает необходимость частой промывки или пропарки нефтяной линии. Ввиду этого спуск механического скребка как основной способ для удаления АСПО на скважинах месторождений Припятского прогиба в настоящее время является нерациональным.

Опытно-промысловые испытания винтовых скребков, наплавленных на тело штанги, показали, что с помощью представленной технологии возможно удалять образовавшиеся отложения с внутренней поверхности НКТ, но она не позволяет удалять АСПО с наружной поверхности насосных штанг. По этой причине винтовые скребки, наплавленные на насосные штанги, не дают возможности полноценно бороться с АСПО.

Поэтому они применяются для предупреждения интенсивного истирания насосных штанг и НКТ, для чего спускаются в интервалы резкого набора кривизны ствола скважины.

Благодаря вышепроведенному анализу можем указать, что началом отсчета затрат для рассмотрения целесообразности применения других способов борьбы с АСПО являются суммарные затраты для той или иной скважины, вызванные проведением ТО горячей водой.

На рис. 5 изображен график объемов закачки агентов при выполнении ТО на скважинах месторождений Припятского прогиба с 2016 по 2023 г., где видно, что для борьбы с АСПО использовался относительно большой объем горячей воды, на нагревание которой затрачиваются значительные энергетические ресурсы. Следовательно, рассматриваемый способ борьбы является существенной затратной частью в области добычи нефти для белорусского региона.

Технологические обработки горячей водой для удаления АСПО с рабочей поверхности скважинного оборудования проводятся объемами от 20 до 36 м³, которые закачиваются в скважину с определенной периодичностью. Температура теплоносителя перед закачкой в скважину может варьировать от 88 до 95 °С, что определяется

расстоянием от скважины до узла налива технологической жидкости, а также видом задействованного технологического транспорта для доставки горячей воды (автоцистернами с или без термоизоляционного слоя на емкости).

Если при проведении ТО будет наблюдаться частичное удаление АСПО с рабочей поверхности скважинного оборудования, то последующий период накопления АСПО сокращается, таким образом, периодичность проведения ТО горячей водой во многом зависит от качества удаления АСПО при предыдущей ТО. Применительно к этому направлению по изучению эффективности удаления АСПО при проведении ТО горячей водой является важной задачей. Понимание эффективности ТО горячей водой позволит осуществлять оптимизацию объемов закачиваемой горячей воды.

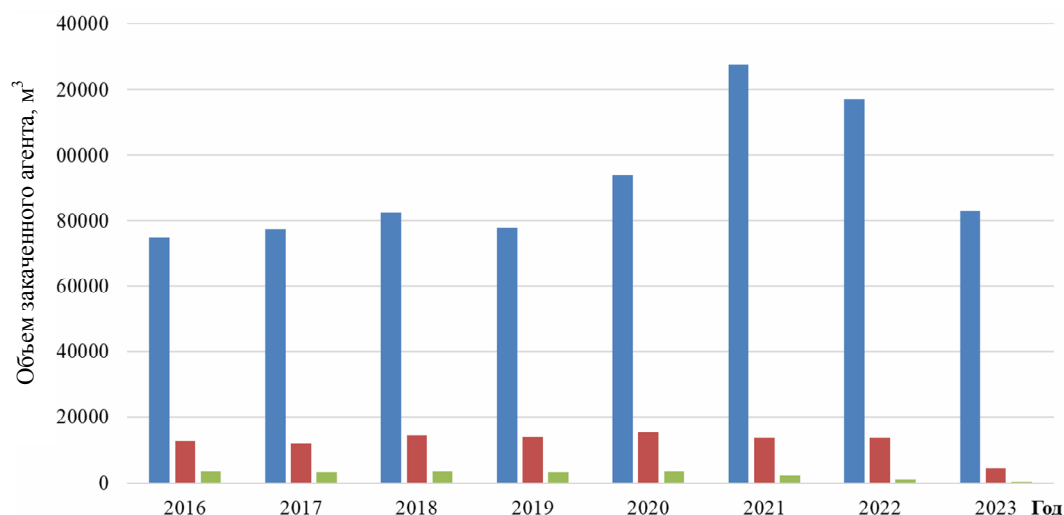


Рис. 5. Динамика изменения объема закачиваемых агентов в скважину для осуществления мероприятий по борьбе с АСПО

Для определения области эффективного воздействия ТО горячей водой проведены промышленные исследования по изучению таких показателей, как:

1) глубина прогрева (увеличение температуры после ТО относительно температуры при установившемся режиме работы скважины до ТО) жидкости в НКТ в процессе проведения технологической обработки горячей водой с расходом 14 м³/ч и объемом 20 м³;

2) степень очистки внутренней поверхности НКТ, что определяется по результатам спуска шаблона 42 мм после проведения ТО.

Данные исследования в скважинах проводились в соответствии со следующими этапами:

1. До проведения ТО выполнен спуск термометра ДАР01 до глубины установки ловителя скребка.

2. В момент начала закачки горячей воды в затрубное пространство скважины выполнялся подъем термометра до тех пор, пока глубина его спуска не достигнет 1000 м (со скоростью подъема термометра – 2000 м/ч).

3. После окончания ТО осуществлялся подъем термометров с 1000 м, при этом скорость его подъема была 3000 м/ч.

4. После ТО происходил спуск шаблона 42 мм. Если отмечалось непрохождение шаблона 42 мм, то выполнялся спуск шаблона 38 мм.

Описываемые исследования проведены на 7 скважинах. На рис. 6 представлены графики изменения температуры жидкости в НКТ на скважине № 50 Чкаловского месторождения. Эксплуатация данной скважины ведется при помощи УЭЦН5-50-2750,

глубина спуска установки $H_{сп}$ – 2819 м. Температура погружного электродвигателя $T_{п.эд}$ в процессе работы УЭЦН составляет 85 °С, дебит Q – 50 м³/сут., условный диаметр эксплуатационной колонны $D_{ЭК}$ – 146 мм.

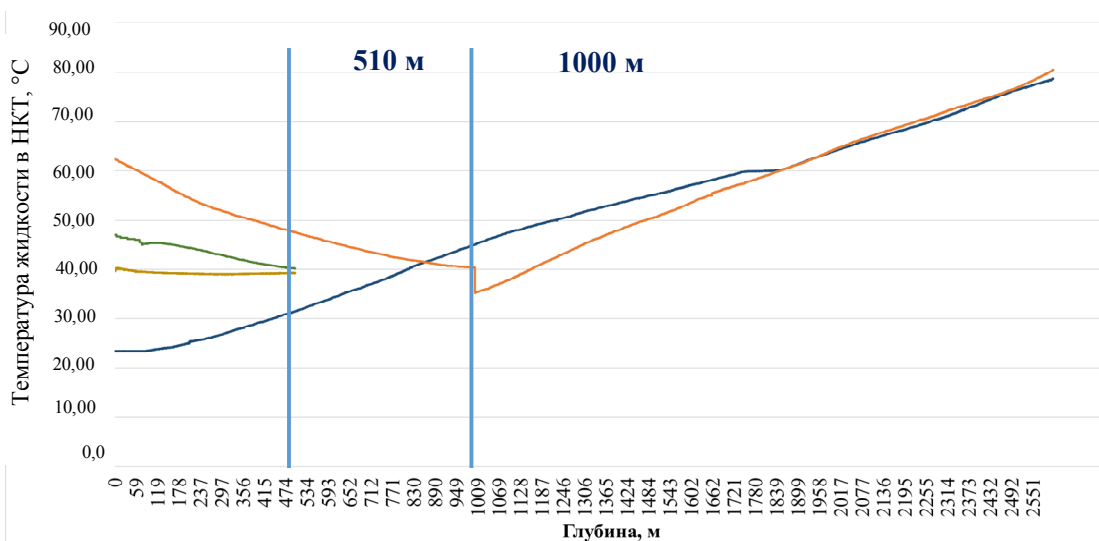


Рис. 6. Изменение температуры жидкости в НКТ при проведении ТО на скважине № 50 Чкаловского месторождения:

- температура потока жидкости при работающей скважине до проведения ТО, °С;
- температура потока жидкости при работающей скважине во время проведения ТО с расходом 14 м³/ч, °С;
- температура потока жидкости при работающей скважине спустя 30 мин после проведения ТО, °С;
- температура потока жидкости при работающей скважине спустя 60 мин после проведения ТО, °С

Фактическая температура жидкости в НКТ на глубине 10 м $T_{10 м}$ после завершения ТО составляет 63 °С, причем до проведения ТО температура на этой глубине была 25 °С, т. е. приращение температуры dT_{10} после проведения ТО составляет 38 °С. На глубинах 300 и 500 м температура жидкости в НКТ $T_{300 м}$ и $T_{500 м}$ после проведения ТО равна 52 и 48 °С соответственно, а приращение температур на рассматриваемых глубинах dT_{300} и dT_{500} – 25 °С и 17 °С соответственно.

Исходя из графиков, представленных на рис. 6, видим, что при проведении ТО горячей водой наблюдается прогрев жидкости в НКТ до глубины 850 м. На большей глубине отмечается охлаждение жидкости в НКТ за счет того, что на глубине 850 м температура жидкости в НКТ $T_{ж.нкт}$ выравнивается с температурой закаченной в затрубное пространство жидкости $T_{жто}$. Поскольку $T_{ж.нкт}$ уменьшается от насоса к дневной поверхности, а $T_{жто}$ – от дневной поверхности к приему насоса, т. е. с глубины 850 м закачанная в затрубное пространство рабочая жидкость начинает поглощать тепловую энергию у потока жидкости в НКТ, то это приводит к снижению температуры жидкости в НКТ. Стоит отметить, что до проведения ТО динамический уровень в указанной скважине составлял 1960 м.

С глубины 1835 м отмечается выравнивание температур жидкости до и после ТО. Данное явление объясняется 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 выполняется дополнительный подогрев данной нефти ЭЦНом и попадание ее во внутреннюю полость колонны НКТ.

Этот процесс позволяет скомпенсировать охлаждение со стороны закачиваемой в затрубное пространство жидкости.

Результаты измерений температуры жидкости в НКТ по всем исследуемым скважинам даны в табл. 1. Показано, что на глубине 10 м от дневной поверхности температура изменяется в пределах от 63 до 68 °С, а прирост температуры варьирует в интервале от 40 до 48 °С; T_{300} колеблется в пределах от 51 до 58 °С, а dT_{300} – 21–35 °С; T_{500} варьируется в пределах от 44 до 53 °С, а dT_{500} – 7–26 °С. На глубинах более 300 м увеличивается разница между приращениями температур за счет прогрева жидкости в НКТ той или иной скважины.

Таблица 1

Измерение температуры жидкости в НКТ при проведении ТО горячей водой с расходом закачки 14 м³/ч и объемом 20 м³

Но- мер сква- жины	Месторож- дение	Q , м ³ /сут	$D_{ЭК}$, мм	Обв., %	$T_{10 м} /$ dT_{10} , °С	$T_{300 м} /$ dT_{300} , °С	$T_{500 м} /$ dT_{500} , °С	$H_{кр} /$ $H_{сп}$, м	$T_{пэд}$, °С
395	Речицкое	46	178	16	63/40	58/35	53/26	900/2602	85
520	Речицкое	35	178	4	66/45	55/30	48/19	915/2120	70
47	Чкаловское	60	168	43	68/40	58/32	52/21	880/2945	91
94	Осташковичское	35	168	65	66/41	53/20	46/7	655/2336	60
50	Чкаловского	50	146	83	65/38	52/25	48/17	865/2819	85
5	Бескопильновское	62	140	95	63/43	51/21	44/10	690/1531	53
381	Речицкое	28	140	11	64/48	56/32	50/22	1000/2283	77

Для определения факторов, влияющих на величину прогрева (приращение температуры) столба жидкости в НКТ на глубине 500 м, рассмотрены переменные факторы, описывающие теплофизические процессы при передаче тепловой энергии от закачиваемой горячей воды добываемой скважинной продукции, а именно: диаметр эксплуатационной колонны, дебит скважины и обводненность добываемого флюида.

Для установления взаимосвязи между приращением температуры на глубине 500 м, дебитом, обводненностью и диаметром эксплуатационной колонны применяется выборочный коэффициент корреляции Пирсона. Рассматриваемый подход позволяет количественно оценить степень линейной зависимости между двумя факторами.

Коэффициент корреляции Пирсона r варьируется от -1 до 1 . При этом, если $r = 1$, то это означает, что установлена значительная положительная линейная связь, если $r = -1$ – значительная отрицательная линейная связь, если $r = 0$, то отсутствует линейная зависимость.

Для оценки значимости корреляции используется коэффициент значимости α , который выбирается равным 0,05. Если p -value оказывается меньше α , то обнаруженная корреляция считается значимой. В табл. 2 приведены результаты корреляционного анализа.

Результат корреляционного анализа показал следующие зависимости между исследуемыми переменными:

1. Коэффициент корреляции между обводненностью и приращением температуры на 500 м составил $r = -0,789$, что свидетельствует о высокой отрицательной корреляции. Значение p -value составляет 0,035 и находится ниже порогового уровня $\alpha = 0,05$, что подтверждает значимость фактора.

2. По итогам корреляционного анализа между дебитом, диаметром эксплуатационной колонны и приращением температуры на 500 м определено отсутствие статистически значимой взаимосвязи. Коэффициенты корреляции $r = -0,167$ – для дебита и $r = 0,277$ – для наружного диаметра эксплуатационной колонны, а также значения p -value – 0,720 и 0,548 соответственно, что превышает уровень значимости $\alpha = 0,05$, показывают слабую взаимосвязь и характеризуют случайную взаимосвязь.

Таблица 2

Результаты корреляционного анализа

Фактор	Коэффициент корреляции	p -value
Дебит, м ³ /сут	-0,167	0,720
Обводненность, ед.	-0,789	0,035
Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	0,277	0,548

Для оценки влияния дебита, диаметра эксплуатационной колонны и обводненности на приращение температуры на глубине 500 м также был проведен регрессионный анализ. Результаты анализа представлены в табл. 3. При анализе модели и изучении влияния переменных было установлено, что диаметр эксплуатационной колонны оказался статистически незначимым и не вносил значимого вклада в объяснение вариации приращения температуры на глубине 500 м. Поэтому для повышения точности модели и устранения избыточности данный параметр был исключен из дальнейшего анализа. Полученная модель имеет следующий вид:

$$dT_{500} = 37,73 + 0,21 \cdot Q - 0,13 \cdot D - 0,21 \cdot W,$$

где dT_{500} – приращение температуры на 500 м °С; W – обводненность, ед.; Q – дебит скважины, м³/сут, D – наружный диаметр эксплуатационной колоны, мм.

Таблица 3

Результаты регрессионного анализа

Фактор	Коэффициенты модели, ед.	p -value, ед.	Коэффициент детерминации, ед.
Свободный коэффициент	37,73	0,18	$R^2 = 0,78$
Дебит	0,21	0,29	
Наружный диаметр эксплуатационной колонны	-0,13	0,38	
Обводненность	-0,21	0,054	

Ориентируясь на полученные результаты проведенного регрессионного анализа, видим, что коэффициент детерминации R^2 составляет 0,78, что означает достаточно высокое влияние на вариацию приращения температуры на глубине 500 м обводненности добываемой продукции и дебита скважин. Однако итоговое значение p -value показывает, что для обводненности он равен 0,054, и это близко к порогу значимости 0,05 и может указывать на пограничную значимость этой переменной. Для дебита p -value составляет 0,29, а для наружного диаметра эксплуатационной ко-

лонны – 0,38, что значительно выше уровня 0,05 и свидетельствует об отсутствии статистической значимости. Эти результаты демонстрируют то, что модель объясняет значительную часть вариации прироста температуры, но дебит не оказывает существенного влияния на результат для исследуемых объектов.

Влияние обводненности можно объяснить следующими двумя аспектами:

- 1) теплопроводность воды больше теплопроводности нефти почти в 4 раза;
- 2) теплоемкость воды выше теплоемкости нефти в 2 раза.

Коэффициент теплопередачи при вынужденном движении жидкостей от воды к воде более чем в 6 раз выше, чем от воды к углеводородным жидкостям [11]. Следовательно, для нагрева добываемой обводненной продукции на 1 °С при прочих равных условиях потребуется меньшее количество времени, так как теплопередача происходит быстрее. Однако, в свою очередь, из-за большой теплоемкости у воды для нагрева одинакового объема воды на 1 °С потребуется в два раза больше энергии, чем для такого же объема нефти. Поэтому при проведении ТО на скважине с обводненной добываемой продукцией потребуется большее количество тепловой энергии.

При детальном анализе фактической эффективности проводимых работ по борьбе с АСПО установлено, что после ТО горячей водой отмечено непрохождение шаблона на скважинах № 50 Чкаловского и № 395 Речицкого месторождения. При этом непрохождение шаблона 42 мм выявлено на глубинах 510 и 690 м соответственно. На рассматриваемых скважинах эффективность от проведенной ТО низкая. Это вызвано большей глубиной начала интенсивного образования АСПО [9]. По этой причине не на всех скважинах проведение ТО горячей водой с текущим технологическим подходом является эффективным мероприятием по удалению АСПО с рабочей поверхности подземного скважинного оборудования. На скважинах, где интенсивное образование АСПО происходит на глубинах более 500 м, необходимо применять другие способы борьбы с АСПО (греющий кабель, кольцевые индукционные нагреватели [10], НКТ с покрытием и др.) или увеличивать эффективность проводимых ТО горячей водой за счет большего количества передаваемой тепловой энергии добываемому потоку скважинной продукции.

Заключение

На основании проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. При проведении ТО горячей водой с расходом 14 м³/ч глубина прогрева внутри-скважинной добываемой жидкости (точка пересечения линий изменения температуры жидкости в НКТ с глубиной до и после проведения ТО) варьирует от 690 до 1000 м.
2. Прирост температуры после прогрева на глубине 500 м при проведении ТО горячей водой изменяется в пределах от 7 до 26 °С.
3. Величина приращения температуры на глубинах более 500 м в большей степени зависит от величины обводненности добываемой продукции. Чем выше обводненность добываемой продукции, тем интенсивнее осуществляется нагрев жидкости в НКТ и уменьшается глубина прогрева столба жидкости в НКТ.
4. На скважинах, где интенсивное образование АСПО происходит на глубине более 500 м, взамен горячей воды необходимо применять другие способы борьбы с АСПО (греющий кабель, кольцевые индукционные нагреватели, НКТ с покрытием и др.) или повышать эффективность проводимых ТО горячей водой путем увеличения объема и температуры, подаваемой в скважину горячей воды.

Литература

1. Анализ существующих методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) при добыче нефти / Д. Г. Антониади, Н. А. Шостак, О. В. Савенок,

- Д. М. Пономарев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 9. – С. 32–37.
2. Молозин, К. Е. Анализ методов борьбы с осложнениями нефтедобывающих скважин, оборудованных электроцентробежными насосными агрегатами, вызванных асфальтосмолопарафиновыми отложениями / К. Е. Молозин // *Modern Science*. – 2022. – № 3-1. – С. 414–427.
 3. Корякин, А. Ю. Выбор оптимального метода предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче нефти / А. Ю. Корякин, А. И. Лавренчук, М. Ю. Кильянов [и др.] // *Научный журнал Российского газового общества*. – 2022. – № 2 (34). – С. 58–65. <https://doi.org/10.55557/2412-6497-2022-2-58-65>
 4. Иванова, Л. В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л. В. Иванова, Е. А. Буров, В. Н. Кошелев // *Нефтегазовое дело*. – 2011. – № 1. – С. 268–284.
 5. Анализ опытно-промышленных испытаний и перспективы внедрения НКТ с защитными покрытиями для предотвращения образования АСПО / Е. И. Величко, А. Е. Нижник, Ю. Г. Прасько, Д. А. Цыбенко // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. – 2021. – № 3 (339). – С. 59–64.
 6. Дзагиев, Б. Д. Методы борьбы с АСПО при добыче нефти и газа / Б. Д. Дзагиев, М. Ю. Парчиев // *Лучшая студенческая статья 2022 : сб. ст. Междунар. учеб.-исслед. конкурса, Петрозаводск, 23 мая 2022 г. / Междунар. центр науч. партнерства «Новая Наука»*. – Петрозаводск, 2022. – С. 106–112.
 7. Малышев, А. А. Методы и борьба с отложениями АСПО / А. А. Малышев, И. О. Боткин // *Сб. тез. XII Междунар. науч.-практ. конф., Ижевск, 15 апр. 2022 г. / Ижев. ин-т компьютер. исслед.* – Ижевск, 2022. – С. 65–70.
 8. Горбаченко, В. С. Рассмотрение процесса образования и исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений / В. С. Горбаченко, Н. А. Демяненко // *Вестник Гомельского государственного технического университета имени П. О. Сухого*. – 2016. – № 3 (66). – С. 17–23.
 9. Горбаченко, В. С. Прогнозирование глубины начала образования асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах месторождений Припятского прогиба / В. С. Горбаченко, Н. А. Демяненко // *Инженер-нефтяник*. – 2024. – № 2. – С. 12–18.
 10. Горбаченко, В. С. Индукционные нагреватели для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями и алгоритм определения глубин их расстановки в скважине / В. С. Горбаченко, Н. А. Демяненко // *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса*. – 2024. – № 4. – С. 31–38.
 11. Теплоемкость и теплопроводность пород и флюидов баженовской свиты – исходные данные для численного моделирования тепловых способов разработки / В. А. Юдин, А. В. Королев, И. В. Афанаскин, С. Г. Вольпин. – М. : ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2015. – 225 с.

References

1. Antoniadis D. G., Shostak N. A., Savenok O. V., Ponomarev D. M. Analysis of existing methods for combating asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD) during oil production. *Stroitel'stvo nefityanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2011, no. 9, pp. 32–37 (in Russian).
2. Molozin K. E. Analysis of methods for combating complications of oil-producing wells equipped with electric centrifugal pumping units caused by asphalt-resin-paraffin deposits. *Modern Science*, 2022, no. 3-1, pp. 414–427 (in Russian).
3. Koryakin A. Yu., Lavrenchuk A. I., Kil'yanov M. Yu., Igrevsky L. V., Muradov A. V., Elizarov A. V. Selection of the optimal method for preventing the formation of asphaltene-resin-paraffin deposits during oil production. *Nauchnyi zhurnal Rossiiskogo gazovogo obshchestva*, 2022, no. 2 (34), pp. 58–65 (in Russian). <https://doi.org/10.55557/2412-6497-2022-2-58-65>
4. Ivanova L. V., Burov E. A., Koshelev V. N. Asphalt, resin and paraffin deposits in production,

- transport and storage processes. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal Neftegazovoye delo*, 2011, no. 1, pp. 268–284 (in Russian).
5. Velichko E. I., Nizhnik A. E., Pras'ko Yu. G., Tsybenko D. A. Analysis of pilot tests and prospects for the introduction of tubing with protective coatings to prevent the formation of asphalt, resin and paraffin deposits. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2021, no. 3 (339), pp. 59–64 (in Russian).
 6. Dzagiev B. D., Parchiev M. Yu. Methods for combating ARPD during oil and gas production. *Luchshaya studenteskaya stat'ya 2022: sbornik statei Mezhdunarodnogo uchebno-issledovatel'skogo konkursa, Petrozavodsk, 23 maya 2022 goda*. [Best student article 2022: collection of articles of the International Educational and Research Competition, Petrozavodsk, May 23, 2022]. Petrozavodsk, 2022, pp. 106–112 (in Russian).
 7. Malyshev A. A., Botkin I. O. Methods and control of deposits of ARPD. *Sbornik tezisov XII Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferencii, Izhevsk, 15 aprelya 2022 goda*. [Collection of abstracts of the XII International Scientific and Practical Conference, Izhevsk, April 15, 2022], 2022, pp. 65–70 (in Russian).
 8. Gorbachenko V. S., Demyanenko N. A. Consideration of the formation process and study of the properties of asphalt, resin and paraffin deposits. *Vestnik Gomel'skogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta imeni P. O. Sukhogo*, 2016, no. 3 (66), pp. 17–23 (in Russian).
 9. Gorbachenko V. S., Demyanenko N. A. Forecasting the depth of the onset of asphalt-resin-paraffin deposits formation in wells of the Pripyat Trough fields. *Inzhener-nefyanik*, 2024, no. 2, pp. 12–18 (in Russian).
 10. Gorbachenko V. S., Demyanenko N. A. Induction heaters for combating asphalt-resin-paraffin deposits and an algorithm for determining the depth of their placement in a well. *Oborudovaniye i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa*, 2024, no. 4, pp. 31–38 (in Russian).
 11. Yudin V. A., Korolev A. V., Afanaskin I. V., Vol'pin S. G. *Heat capacity and thermal conductivity of rocks and fluids of the Bazhenov formation – initial data for numerical modeling of thermal development methods*. Moscow, FGU FNTS NIISI RAN, 2015. 225 p. (in Russian).

Поступила 20.09.2024