

УДК 622.276.72

АНАЛИЗ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ СКВАЖИН ХАСЫРЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



ANALYSIS OF DEPARAFFINIZATION OF WELLS OF THE KHASYSREYSKOYE OIL FIELD

Ильясов Вадим Хабибович

студент направления подготовки
21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Ухтинский государственный технический университет»
pt22_ilyasvh@list.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений и подземной гидромеханики,
Ухтинский государственный технический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. Процесс добычи нефти при разработке месторождений в большинстве случаев происходит в осложнённых условиях, воздействие которых существенно ухудшает основные технико-экономические показатели. Значительная часть возникающих осложнений связана с наличием асфальто-смоло-парафиновых веществ, которые при определённых условиях, выделяясь, отлагаются на поверхности скважинного оборудования, системах сбора и транспорта нефти. Применяющиеся в настоящий момент при эксплуатации скважин методы борьбы не позволяют полностью исключить негативное влияние АСПО. В связи с этим является актуальным вопрос поиска эффективных, технологичных, экономически обоснованных методов и технологий предотвращения и удаления АСПО. Основным осложняющим фактором при эксплуатации скважин Хасырейского месторождения являются отложения асфальто-смоло-парафиновых веществ на поверхности оборудования, которые приводят к снижению межремонтного периода работы, эффективности эксплуатации добывающего фонда скважин. В статье рассмотрены механизм и условия формирования АСПО, существующие способы борьбы с отложениями, результаты опытно-промышленных испытаний оборудования для предупреждения АСПО на скважинах Хасырейского месторождения, оценена экономическая эффективность испытанных методов, даны рекомендации по совершенствованию применяемых технологий.

Ключевые слова: анализ механизма и условий образования АСПО при эксплуатации скважин Хасырейского месторождения; текущее состояние борьбы с АСПО при эксплуатации скважин Хасырейского месторождения; анализ эффективности депарафинизации с помощью оборудования для глубокого дозирования ингибиторов АСПО; анализ эффективности депарафинизации с помощью НКТ с внутренним силикатно-эмалевым покрытием; анализ эффективности депарафинизации с помощью термоизолированных труб.

Ilyasov Vadim Khabibovich

Student Training Direction
21.04.01 «Oil and Gas Engineering»
Ukhta State Technical University
pt22_ilyasvh@list.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of the Department
of Development and Operation of Oil
and Gas Fields and Underground
Hydromechanics,
Ukhta State Technical University
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The process of oil production during field development in most cases occurs in difficult conditions, the impact of which significantly worsens the main technical and economic indicators. A significant part of the complications that arise are associated with the presence of asphalt-resin-paraffin substances, which, under certain conditions, being released, are deposited on the surface of downhole equipment, oil collection and transportation systems. The control methods used at the moment during the operation of wells do not completely eliminate the negative impact of asphalt-resin-paraffin deposits. In this regard, the issue of finding effective, technologically advanced, economically sound methods and technologies for preventing and removing asphalt-resin-paraffin deposits is urgent. The main complicating factor in the operation of the wells of the Khasyreyskoye field is the deposits of asphalt-resin-paraffin substances on the surface of the equipment, which lead to a decrease in the overhaul period and the efficiency of operating the producing well stock. The article discusses the mechanism and conditions for the formation of asphalt-resin-paraffin deposits, existing methods of combating sediments, the results of pilot tests of equipment for preventing asphalt-resin-paraffin deposits at the wells of the Khasyreyskoye field, the economic efficiency of the tested methods is assessed, and recommendations for improving the applied technologies are given.

Keywords: analysis of the mechanism and conditions for the formation of asphalt-resin-paraffin deposits during the operation of the wells of the Khasyreyskoye field; current state of the fight against asphalt-resin-paraffin deposits during the operation of the wells of the Khasyreyskoye field; analysis of the effectiveness of dewaxing using equipment for deep dosing of asphalt-resin-paraffin deposits inhibitors; analysis of the efficiency of dewaxing using tubing with an internal silicate-enamel coating; analysis of the efficiency of dewaxing using thermally insulated pipes.

Механизм и условия образования АСПО

Нефть является сложной по химическому составу смесью компонентов, которые в зависимости от строения и внешних условий находятся в разных состояниях: смолы и парафины – молекулярном, асфальтены – коллоидном. В зависимости от возраста и происхождения нефти химический состав АСПО может колебаться в чрезвычайно широких пределах. АСПО содержат парафины, асфальтены, смолы, кислород, азот, серу, металлы, а также минеральные вещества в виде растворов солей органических кислот. В состав АСПО входит небольшое количество воды, в которой растворены соли, чаще всего хлориды и гидрокарбонаты натрия, кальция, магния, а также сульфаты и карбонаты.

Высокомолекулярные парафиновые углеводороды, начиная с $C_{16}H_{34}$ и выше, при нормальных условиях температуры и давления являются твёрдыми веществами. Парафиновые углеводороды могут иметь нормальное или изостроение молекул. Первые из них в обычной практике называют парафинами, вторые – церезинами. С ростом числа углеводородных атомов в молекуле парафина и церезина увеличивается температура плавления и снижается их растворимость в органических соединениях.

Углеводороды парафинового ряда по своим химическим свойствам характеризуются большой устойчивостью при воздействии на них различных реагентов. Парафины не растворяются в воде, кислотах и щелочах, слабо растворяются в абсолютном спирте, хорошо растворяются в органических растворителях – эфире, хлороформе, бензоле и нефтяных фракциях, причем с повышением температуры указанных растворителей растворимость парафинов резко повышается.

В зависимости от их содержания нефти делятся на малопарафинистые (менее 1,5 % парафина), среднепарафинистые (от 1,5 % до 6 % парафина) и высокопарафинистые (более 6 % парафина).

Смолисто-асфальтеновые вещества являются сложной смесью высокомолекулярных соединений, которые в основном концентрируются в нефти и АСПО в виде коллоидных систем. Иногда их содержание достигает 50 %. Смолисто-асфальтеновые вещества имеют большую молекулярную массу и не перегоняются даже с помощью вакуумной перегонки. Смолисто-асфальтеновые вещества состоят из конденсированных циклических структур, содержащих нафтеновые, ароматические и гетероциклические кольца с несколькими боковыми алифатическими цепями.

В состав АСВ входят компоненты следующих групп:

- смолы – вещества, нерастворимые в кислотах и щелочах и растворимые в органических растворителях, алканах, ароматических углеводородах, хлорпроизводных и др.;
- асфальтены – вещества, нерастворимые в лёгких алканах и полностью растворимые в ароматических углеводородах, сероуглероде, хлорпроизводных и др.

Основную массу смолисто-асфальтеновых веществ составляют смолы, доля асфальтенов небольшая (в нефтях некоторых месторождений они отсутствуют). Асфальтенами называются нерастворимые в петролейном эфире компоненты нефти.

Содержание асфальтенов в нефтях колеблется от 0 % до 20 %, молекулярная масса 1500–10000. Асфальтены растворимы в ароматических углеводородах, нефти, хлороформе и сероуглероде.

Содержание углерода 80–86 %, водорода 7–9 %, серы 0–9 %, кислорода 1–9 %, азота 0–1,5 %. По внешнему виду это порошкообразные вещества бурого или чёрного цвета с плотностью более единицы.

Таким образом, состав АСПО нефтяных скважин является сложным. Они включают соединения различных классов, способные претерпевать химические превращения под действием химических и физических факторов.

В условиях пласта нефть большинства месторождений представляет собой гомогенную среду, когда нефтяные газы и твёрдые парафины находятся в растворённом состоянии.

Некоторые высокопарафинистые нефти в условиях пласта являются насыщенными или близкими к насыщению растворами парафина. Понижение температуры нефти до точки насыщения и далее вызывает изменение агрегатного состояния ком-

понентов, приводящее к образованию центров кристаллизации и росту кристаллов, которые имеют упорядоченное расположение молекул. Парафиновые отложения представляют собой тёмную массу от мазеобразной до твёрдой консистенции. Температура плавления такой массы зависит от её состава и колеблется от 40 °С до 700 °С.

Вязкость парафинистой нефти зависит от находящегося в ней парафина и температуры. Чем больше содержание парафина и ниже температура, тем больше вязкость нефти, и при низких температурах, нефть с содержанием парафина 5–8 % теряет текучесть.

Соприкосновение насыщенной парафином нефти со стенкой трубы, имеющей пониженную температуру и шероховатость, обуславливает возникновение на ней отдельных кристаллов парафина, которые продолжая расти, образуют сравнительно прочную корку парафиновых отложений на внутренней поверхности подъёмных труб.

Образование твёрдых парафиновых отложений на внутренней поверхности трубопроводов объясняют течением двух процессов:

1) выкристаллизовыванием из пересыщенного раствора частиц твёрдой фазы на активных центрах поверхности;

2) контактированием частиц, взвешенных в потоке со стенками труб и закреплением на них.

Кратко резюмируя вышесказанный материал, сформулируем необходимые условия формирования парафиновых отложений:

– наличие в нефти высокомолекулярных соединений углеводородов и в первую очередь метанового ряда (парафинов);

– снижение температуры потока до значений, при которых происходит выделение твёрдой фазы из нефти;

– наличие подложки с пониженной температурой, на которой кристаллизуются высокомолекулярные углеводороды с достаточно прочным сцеплением их с поверхностью, исключающим возможность срыва отложений потоком газожидкостной смеси или нефти при заданном технологическом режиме.

Существует множество других факторов, способствующих или препятствующих интенсивному формированию парафиновых отложений, к наиболее существенным из них могут быть отнесены:

– скорость потока, вначале интенсивность отложения растёт с увеличением скорости за счёт увеличения массопереноса, а затем снижается, поскольку возрастают касательные напряжения, превышающие прочность сцепления парафина с поверхностью оборудования;

– газовый фактор и сам процесс выделения газа при снижении давления, с выделением и расширением газа понижается температура, а присутствие газа в потоке усиливает массообмен, в результате доля парафиновых углеводородов, кристаллизующихся на поверхности оборудования, существенно возрастает;

– наличие механических примесей, являющихся активными центрами кристаллизации, может привести к уменьшению интенсивности отложения парафина за счёт снижения состояния пересыщения нефти последним и увеличение его доли кристаллизации в объёме;

– состояние поверхности оборудования оказывает существенное влияние на прочность сцепления парафиновых отложений, в частности, полярность материала подложки и качество поверхности.

Классификация способов борьбы с АСПО

На практике применяются различные способы депарафинизации подземных труб и наземных сооружений. Одни способы депарафинизации требуют остановки скважины, другие позволяют осуществлять депарафинизацию без прекращения работы скважины. Способы депарафинизации отличаются и по технологии процесса депарафинизации.

Используют различные средства предупреждения и удаления АСПО:

– применение защитных покрытий внутренней поверхности труб;

– депарафинизация с помощью волнового воздействия (акустического, ультразвукового);

- электромагнитные и магнитные (воздействие на движущийся поток жидкости специально сформированными магнитными полями);
- гидравлические (штуцирование сечений трубопроводов с целью инициации выделения газовой фазы, использование имплозионных и гидроструйных устройств);
- химические (добавление химических соединений в нефтегазовую смесь, ингибирование, растворение);
- тепловые (прогрев горячей жидкостью или паром, нагрев электрическим током оборудования или жидкости, термохимическая депарафинизация);
- механические (механические скребки, устанавливаемые на проволоке или штангах).

При предотвращении отложений парафинов достигается наиболее устойчивая и безаварийная работа оборудования, снижаются энергетические затраты, увеличивается межремонтный период работы скважин и оборудования, уменьшается загрязнение окружающей среды. Поэтому при решении вопросов по борьбе с отложениями парафина в первую очередь необходимо рассматривать возможность применения способов предотвращения отложений парафинов.

Предотвращение АСПО

Подбор гидравлического режима

К числу основных факторов, существенно влияющих на интенсивность отложения парафина, относится гидродинамическая характеристика потока.

О влиянии скорости потока на интенсивность отложения парафина известно давно, что подтверждается данными экспериментальных исследований и промышленных наблюдений.

Интенсивность образования АСПО во многом зависит от скорости течения флюидов. При ламинарном характере течения, то есть низких скоростях потока, формирование АСПО происходит достаточно медленно. С ростом скорости (при турбулизации потока) интенсивность отложений вначале увеличивается. Дальнейший рост скорости движения газожидкостной смеси ведёт к уменьшению интенсивности отложения АСПО. При больших скоростях движения потока смесь охлаждается медленнее, чем при малых, что также замедляет процесс образования АСПО.

При достижении определённой скорости потока жидкости, силы сцепления парафина с поверхностью труб преодолеваются скоростью потока. Эта скорость называется критической или скоростью срыва. При дальнейшем увеличении скорости парафин уже не откладывается на стенках труб. Однако с увеличением скорости возрастают и гидравлические потери на подъём жидкости на поверхность. Таким образом, для достижения скорости срыва для скважины со средним дебитом, эксплуатирующейся в фонтанном режиме, имеются технические трудности, связанные с необходимостью соблюдения условий фонтанирования, дебита скважины.

Применение специальных НКТ

Надёжным и универсальным средством борьбы с отложениями парафина является применение защитных покрытий, хорошо сопротивляющихся парафинизации в самых жёстких условиях эксплуатации.

Для исследования процесса сцепления нефтяных парафинов с различными поверхностями были выбраны: полиэтилен, фторопласт-4, полихлорвиниловый пластикат 431, полиамиды ПК-4, ПФЭ-2/10, ПКРТ-3 (светлая), ПКРТ-3 (коричневая), бакелитовый лак.

К первой группе материалов с низкой степенью запарафинивания относятся пластмассовые пленки полиамидной основы и отвердевший бакелитовый лак. Толщина парафиновых отложений составила 0,1–0,3 мм.

Вторая по интенсивности запарафинивания группа пластмасс представлена пленками полиэтилена и фторопласта-4. Толщина парафиновых отложений составила 1,0–1,5 мм.

Для всех испытываемых образцов характерна высокая степень гладкости. Наиболее гладкими были фторопласт-4 и полихлорвиниловый пластификат 431. Однако интенсивность запарафинивания фторопласта-4 значительно выше, чем пленок полиамидной основы. Это говорит о существенном влиянии природы поверхности на характер её запарафинивания в условиях скважины.

Был установлен характер парафинизации поверхности ряда металлов повышенной гладкости и определено влияние природы металлов на этот процесс.

Отполированные механическими средствами пластины различных металлов имели одинаковую высоту гребней 0,1–0,8 мк. Было выявлено, что интенсивность парафинизации уменьшается в ряду алюминий → сталь → медь → латунь → никель.

Из анализа полученных материалов видно, что гладкость поверхности металлов не препятствует их парафинизации.

Это означает, что высокая чистота обработки металлов, из которых можно было бы изготовить трубы (алюминий, сталь) не предотвращает их парафинизации.

Весьма показательно, что испытываемое вместе с металлами стекло с шероховатой поверхностью запарафинивалось значительно меньше, чем поверхности металлов с более высоким качеством обработки. Основным преимуществом применения защитных покрытий является значительное снижение или отсутствие каких-либо затрат на депарафинизацию оборудования после нанесения защитного материала.

Данное покрытие показало свою высокую эффективность по результатам опытно-промышленных испытаний на скважинах Хасырейского месторождения.

Применение теплоизоляционных конструкций

Для сохранения температуры потока продукции на уровне величин, исключающих образование парафиновых и газогидратных пробок, используют теплоизолированные лифтовые трубы (ТЛТ) с коэффициентом теплопроводности изоляции до 0,01 Вт/(м · °К).

Конструкция основного элемента ТЛТ показана на рисунке 1.

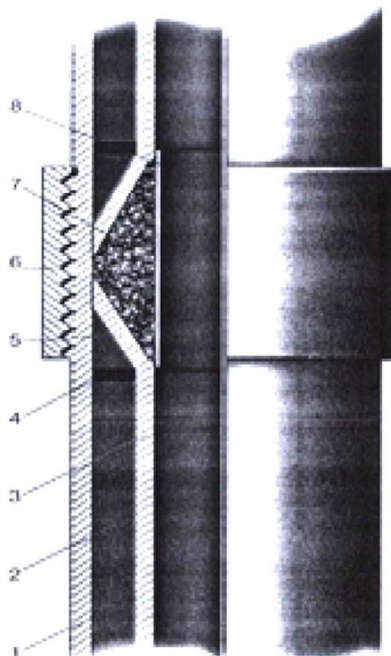


Рисунок 1 – Конструкция основного элемента ТЛТ

Как видно на рисунке 1, теплоизоляция 2 размещена в кольцевом герметичном зазоре, в котором создан вакуум, между стенками труб 1 и 3.

С торцов в зоне муфты 6 она защищена диафрагмами 5. Муфтовый вкладыш 7 из малопроемного материала защищен стальной втулкой 8 от эрозионного воздействия потока продукции.

Теплоизолирующий эффект достигается в трубах за счёт вакуума в межтрубном пространстве и отражения инфракрасных лучей рифленой бумагой. Применение ТЛТ 89/60, на скважине № 5010 Хасырейского месторождения позволило значительно повысить температуру жидкости на устье скважины.

Использование физических методов борьбы с АСПО

В последние годы усилился интерес к использованию физических полей для решения проблем добычи и транспортировки нефти и нефтепродуктов. На процесс выпадения высокомолекулярных углеводородов влияют практически все физические поля: тепловые, электрические, магнитные, электромагнитные, акустические.

Магнитообработка нефти. На практике были разработаны и внедрены магнитоактиваторы для борьбы с парафиноотложениями в добывающих скважинах. При этом было отмечено, что эффективность магнитоактиваторов на разных объектах не всегда бывает удовлетворительной, что связано как с составом и свойствами скважинной жидкости, так и с гидродинамическим режимом работы скважины.

Отмечено, что парафин, откладывающийся на стенках труб, после прохождения через магнитный аппарат становится более мягким и рыхлым.

Сцепляемость парафина такой структуры со стенками труб уменьшается, в связи с чем он легко срывается со стенок труб нефтяным потоком.

Таким образом, обработка нефтяного потока магнитным полем приводит к изменению формы кристаллов выделяющегося из нефти парафина, делает их неспособными создавать прочную корку на стенках труб, что в итоге обуславливает эффективность способа.

В процессе испытания магнитного способа было установлено, что эффективность действия магнитного поля на отложения парафина увеличивается с увеличением содержания в скважинной жидкости хлористых солей.

Таким образом, чем больше процент минеральных солей в попутно добываемой пластовой воде, тем выше эффект омагничивания, что и было подтверждено опытами.

Положительный эффект от использования магнитных скважинных депарафинаторов, рост периода времени между проведением операций по очистке НКТ от АСПО, достигается правильным подбором магнитоактиватора исходя из: учёта характеристик нефти (содержанием парафинов, смол и асфальтенов), учёта гидродинамического режима работы скважины и при необходимости отсутствия механических примесей крупного размера.

Необходимо отметить, что на сегодняшний день информации о применении магнитных активаторов с высокой эффективностью, позволяющих полностью отказаться от других способов удаления АСПО, нет.

Химические способы

Сущность химического метода заключается в применении реагентов, предотвращающих отложение парафина – диспергаторов, депрессантов и смачивателей.

Несмотря на применение специального оборудования и сравнительно высокую стоимость химических реагентов, химические методы зарекомендовали себя как выгодные и эффективные способы борьбы с отложениями парафина.

Таким образом, одним из перспективных направлений в борьбе с отложениями парафина является применение реагентов, замедляющих интенсивность парафинизации нефтепромыслового оборудования. В основе действия реагентов-ингибиторов лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе фаз «жидкость – твёрдое тело».

В соответствии с механизмом действия различают:

- ингибиторы парафиноотложений моющего (детергентного) действия;
- ингибиторы парафиноотложений модифицирующего (депрессорного) действия (депрессоры);
- ингибиторы покрывающего (гидрофилизирующего) действия.

Технологическая схема подачи ингибитора определяется способом эксплуатации скважин. Подача ингибитора или обработка нефтепромыслового оборудования осуществляется непрерывно или периодически.

Непрерывная подача ингибитора производится наземным или глубинным дозировочным устройством. Периодическая подача осуществляется устройством гидростатического действия или насосным агрегатом ЦА-320.

Непрерывная или периодическая подача ингибитора наземными дозаторами осуществляется в затрубное пространство скважин.

Наиболее технологичным и эффективным является глубинное дозирование ингибиторов с применением погружного гибкого трубопровода и наземного блока дозирования. Ингибитор по погружному трубопроводу подаётся ниже интервала начала кристаллизации парафина.

Применение специально подобранных ингибиторов позволяет:

- отказаться или сократить количество дорогостоящих и трудоёмких механических методов удаления АСПО;
- значительно увеличить МОП оборудования скважин с целью минимизации затрат на механические методы.

Предотвращение АСПО термическими методами

В последнее время термические методы находят все более широкое применение для борьбы с отложениями парафина на стенках подъёмных труб. В глубинно-насосных скважинах для борьбы с отложениями в колонне насосных труб применяют следующие термические методы, которые различаются между собой видом генератора тепловой энергии и его местоположением:

- депарафинизация глубинно-насосного оборудования при помощи пара;
- депарафинизация глубинно-насосного оборудования прокачкой горячей жидкости;
- электродепарафинизация глубинно-насосного оборудования;
- депарафинизация подъёмных труб индукционной печью;
- различные способы термохимической депарафинизации.

Удаление АСПО

Удаление АСПО термическими методами

Удаление АСПО при помощи пара. Данный метод является наиболее старым из применяемых методов. Очистка подъёмных труб от парафина путем прогрева их паром может проводиться непосредственно в скважине или после извлечения их на поверхность.

Этот способ очистки подъёмных труб от парафина (без извлечения труб из скважины) имеет ряд существенных недостатков, низкую эффективность, и в связи с этим может применяться для обработки неглубоких малодебитных скважин.

Удаление АСПО прокачкой горячей жидкости. Сущность этого метода заключается в подаче в скважину подогретого теплоносителя, в качестве которого чаще всего используется нефть или вода.

Достоинства: процесс депарафинизации с применением горячей жидкости очень прост и достаточно эффективен. Данный способ депарафинизации применим для фонтанных и глубинно-насосных скважин.

Недостатки: отвлечение нефти на собственные нужды, недостаточная глубина прогрева оборудования (100–400 м), при обработке фонтанных скважин дегазированной нефтью или водой при определённых условиях возможно прекращение фонтанирования.

Химические способы удаления АСПО

Химические методы борьбы с отложениями парафина основываются на удалении смолопарафиновых отложений с помощью органических растворителей и водных растворов различных композиций поверхностно-активных веществ (ПАВ).

До применения ингибиторов необходимо тщательно подготовить скважину – очистить от смолопарафиновых отложений НКТ, арматуру и выкидные линии с помощью удалителей. После соответствующей подготовки скважины применяют ингибиторы для предотвращения отложений смолопарафиновой массы.

Сущность химических методов удаления парафиновых отложений заключается в предварительном их разрушении или растворении с последующим удалением. Для этих целей используются:

- органические растворители с высокой растворяющей способностью не только твёрдых углеводородов, но и асфальто-смолистых веществ;
- водные растворы ПАВ, которые при контакте с парафиновыми отложениями проникают в их толщу и, диспергируя смолопарафиновую массу, снижают их прочность вплоть до разрушения.

Особых ограничений для применения химических методов удаления смолопарафиновых отложений нет.

При эксплуатации скважин Хасырейского месторождения, растворители АСПО применяются при подготовке скважин к обработке ингибиторами парафиноотложений, для восстановления внутреннего проходного сечения колонны НКТ в случае невозможности очистки скребком.

Механические способы

Борьба с АСПО в скважинах с помощью скребкования. Депарафинизация подъёмных труб механическими скребками заключается в срезании со стенок труб отложений АСПО.

Различают скребки непрерывного и периодического действия в зависимости от того, как запроектирован процесс депарафинизации подъёмных труб (непрерывный или периодический).

Процесс депарафинизации подъёмных труб скребками при периодическом режиме депарафинизации состоит в срезании парафина, отложившегося после предыдущей очистки труб. Чем больше период работы скважины между очистками труб от парафина, тем больше будет слой отложившегося парафина.

Непрерывный процесс депарафинизации состоит в предупреждении отложения парафина в подъёмных трубах.

Многолетняя практика применения скребков показывает их преимущество перед другими способами депарафинизации по простоте способа и в экономическом отношении.

Анализ механизма и условий образования АСПО

при эксплуатации скважин Хасырейского месторождения

Изучение особенностей механизма парафиноотложения при эксплуатации скважин Хасырейского месторождения необходимо для определения эффективных и обоснованных методов, технологий по предотвращению и удалению АСПО, способствующих повышению эффективности эксплуатации добывающего фонда скважин, межремонтного периода работы оборудования.

Хасырейское нефтяное месторождение территориально приурочено к зоне сплошного распространения многолетнемёрзлых пород. Толщина многолетнемёрзлых пород изменяется от 370 до 510 м. Среднегодовые температуры мёрзлых грунтов составляют минус 1,8–2,3 °С, на торфяниках – минус 2,3–3,0 °С.

Разгазированная нефть по плотности средняя, высокопарафинистая (8,3–11,8 %), среднесмолистая (9,9 %). В связи с высоким содержанием парафина имеет повышенную температуру застывания – в среднем 18 °С. Температура начала кристаллизации парафина при пластовом давлении составляет 38 °С, температура плавления парафина 54,5 °С.

Давление насыщения нефти газом составляет 20,1 МПа. Ниже этого давления происходит разгазирование нефти, что способствует созданию условий для образования АСПО из-за охлаждающего эффекта.

На рисунке 2 представлен график изменения температуры жидкости и давления по стволу скважины № 5016. Как видно из рисунка, условия для кристаллизации парафина благоприятны уже на глубине 2200 м (температура 38 °С, давление 21 МПа).

На основании выше изложенного, можно сделать вывод, что на скважине № 5016 Хасырейского месторождения теоретически выпадение АСПО может начинаться с глубины 2200 м. Практически установлено (по результатам подъёма оборудования при ремонте скважин), что отложения парафина на большинстве скважин начинаются с глубины 2000 м.

Таким образом, анализ геолого-физических характеристик Хасырейского месторождения, анализ глубинных и устьевых проб нефти и АСПО позволил установить основной комплекс факторов, обуславливающих накопление твёрдой фазы (в частности АСПО) на поверхности НКТ при добыче нефти.

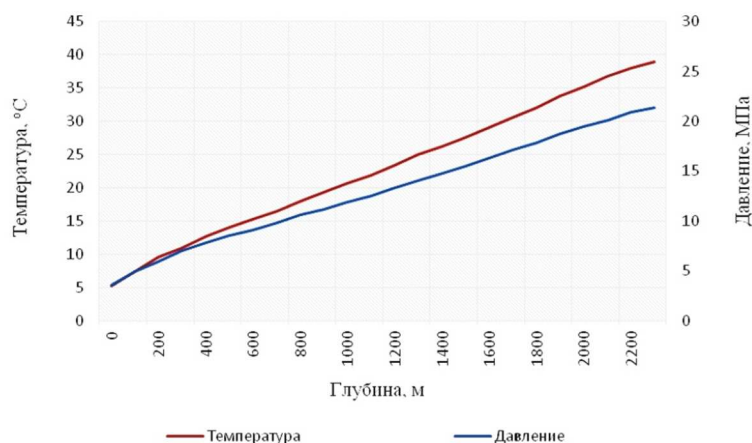


Рисунок 2 – Изменение температуры жидкости и давления по стволу скважины № 5016

Невысокие пластовые температуры (38–40 °С) в сочетании с высокой температурой кристаллизации парафина (38 °С), достаточно большая глубина залегания нефти (2300 м) и присутствие в разрезе многолетнемёрзлых пород, способствует образованию АСПО на глубине, начиная с 2000 м.

Высокое содержание в нефти парафинов и смол в сочетании с шероховатостью поверхности НКТ интенсифицирует процесс парафинизации оборудования. Происходит образование прочных АСПО, хорошо сцепленных как между собой, так и с поверхностью НКТ.

В процессе эксплуатации скважин, при снижении давления до давления насыщения, при подъёме продукции, происходит разгазирование нефти и её охлаждение, что вызывает интенсификацию процесса парафиноотложения. Однако вклад разгазирования в процесс формирования АСПО, из-за относительно малого газового фактора, не высок по сравнению с вкладом охлаждения нефтяного потока за счёт отдачи тепла в окружающую среду.

Текущее состояние борьбы с АСПО при эксплуатации скважин Хасырейского месторождения

В настоящее время все добывающие скважины, на которых не применяется оборудование и технологии по предотвращению парафиноотложений, периодически очищаются от АСПО спуском очистных устройств (скребков) на проволоке до глубины 1450 м с установки депарафинизации скважин УДС-1М. При этом скважины штуцуются для снижения вероятности подброса скребка восходящим потоком жидкости.

В среднем скребкование проводят до 8 раз в сутки, после подъёма скребка на нем наблюдаются интенсивные отложения парафина до 40–60 % от объёма скребка. Для сокращения времени работы скважины на малых штуцерах со сниженным дебитом, спуск скребка производится в ручном режиме с ограничением скорости спуска до 2 м/с при помощи ручного тормоза УДС-1М (в автоматическом режиме скорость спуска составляет 0,5 м/с, возрастает вероятность подброса скребка).

Периодичность спуска скребка определяется для каждой скважины индивидуально по наличию осложнений при спуске (замедление скорости спуска, остановка скребка), величине отложений на скребке после подъёма.

Для удаления отложений в интервале 1500–2000 м (ниже интервала обработки с УДС-1М), применяется передвижная установка ЛСГ в соответствии с разработанным графиком.

Тепловые обработки горячей нефтью или водой проводятся только для ликвидации осложнений, возникающих при механической очистке НКТ – непрохождение, подброс скребка на глубинах до 400 м, так как на больших глубинах тепловые обработки являются недостаточно эффективными.

Несмотря на предпринимаемые меры, полностью исключить остановки скважин из-за обрывов, подбросов, непрохождения скребков не удаётся. В текущем все преждевременные ремонты скважин производились по причинам, связанным с АСПО.

Механический способ очистки НКТ от АСПО скребками, кроме недостаточной эффективности, имеет ряд существенных недостатков, ухудшающих технико-экономические показатели эксплуатации скважин:

- скважина, в период проведения спускоподъёмных операций скребка, продолжительное время (до 10–12 часов в сутки) работает на малых диаметрах штуцера с пониженным дебитом;

- задействуется большое количество обслуживающего персонала (операторов по добыче нефти и газа) для проведения технологических операций по депарафинизации оборудования.

При выборе методов и технологий борьбы с АСПО, для снижения негативного влияния асфальто-смоло-парафиновых отложений на технологический процесс добычи нефти, предпочтение отдавалось методам, направленным на предотвращение отложений.

В течение года проводились опытно-промышленные испытания:

- оборудования для глубинного дозирования ингибиторов АСПО;
- насосно-компрессорных труб с внутренним силикатно-эмалевым покрытием в составе лифтовой колонны;
- термоизолированных труб ТЛТ-89/60 с внутренним силикатно-эмалевым покрытием в составе лифтовой колонны.

Анализ эффективности депарафинизации с помощью оборудования для глубинного дозирования ингибиторов АСПО

Оборудование для дозированной подачи химического реагента (ОПР) предназначено для регулируемой подачи реагента в зону приёма глубинного насоса, в зону перфорации, в затрубное пространство на необходимую глубину. В состав ОПР входит наземный и подземный комплект оборудования.

Наземная часть состоит из блока подачи реагента БПР-2(2,5/400)-2(1,5), в который входит два дозирочных и два циркуляционных насоса, наземной части трубопровода с клапаном ввода реагента.

Подземная часть состоит из гибкого скважинного трубопровода и муфты клапана под НКТ 73, для ввода реагента в полость НКТ.

Максимальная производительность дозирочных насосов 2,5 л/час при давлении 40 МПа. Скважинный гибкий трубопровод Ду-6х0,4 на рабочее давление $P = 40$ МПа.

Необходимым условием эффективности применения ингибиторов и растворителей АСПО является их качественный подбор в лабораторных условиях с учётом физико-химических свойств и состава обрабатываемой нефти. В отечественной и зарубежной практике существует ряд методик, применяемых для определения эффективности ингибиторов АСПО, из которых наибольшее распространение получил метод «холодного стержня».

В ходе работ по подбору химреагентов, проводились исследования эффективности шести ингибиторов АСПО импортного производства – CF-2145, CF-23, Seraflux 3120 компании «Baker Petrolite» (Англия); Прошинор АП 07, Прошинор АП 104, Прошинор АП 114 компании «СЕКА» (Франция) на пробе нефти и АСПО из скважины № 5018.

Полученные результаты приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Защитный эффект ингибиторов парафиноотложений

Реагент	Защитный эффект (%) при концентрации, г/т			
	100	200	300	500
CF-2145	отсутствует	25,1	31,9	47,3
CF-23	34,9	52,0	58,3	48,1
Seraflux 3120	отсутствует	отсутствует	14,5	18,1
Прошинор АП 07	31,9	64,3	58,5	56,3
Прошинор АП 104	15,6	48,0	49,9	52,5
Прошинор АП 114	35	66,1	64,7	65,6

Из приведённой таблицы следует, что ни один из испытанных образцов не предотвращает АСПО со 100 % эффективностью.

На рисунке 3 показан защитный эффект ингибиторов парафиноотложений. Из рисунка видно, что лучший результат получен с реагентом Прошинор АП 114 при концентрации 200 г/т. Реагенты CF-2145 и Seraflux 3120 с данным образцом нефти проявили недостаточный защитный эффект как ингибиторы парафиноотложений.

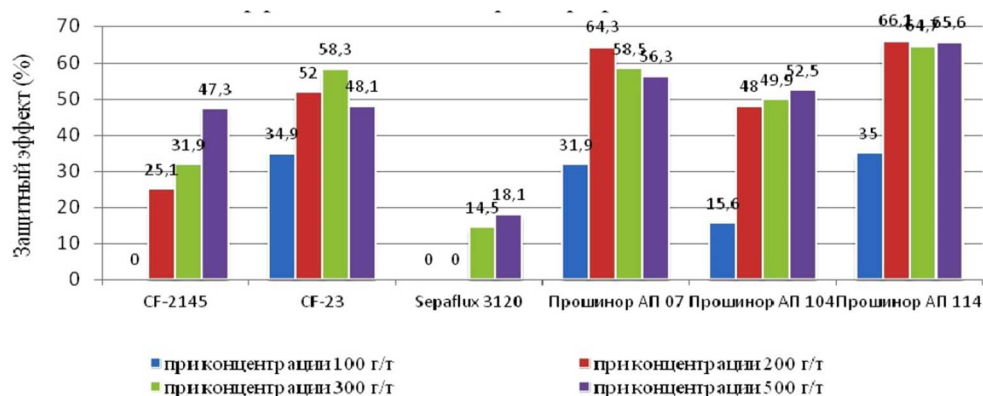


Рисунок 3 – Защитный эффект ингибиторов парафиноотложений

В реальных условиях эффективность применения ингибиторов может изменяться как в лучшую, так и в худшую сторону. Физико-химические свойства данных реагентов приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Физико-химические свойства реагентов

Параметры	CF-23	Прошинор АП 07	Прошинор АП 104	Прошинор АП 114
Внешний вид	жидкость	жидкость	жидкость	жидкость
Цвет	коричневый	светло-коричневый	светло-коричневый	коричневый
Плотность при 20 °С, кг/м ³	870–930	925–985	952–982	960
Кинематическая вязкость при 20 °С, мм ² /с	35	70	16	100
Температура вспышки, °С	40	63	65	63
Температур застывания, °С	– 30	– 20	– 25	– 40

Для выбора удалителя (растворителя) и определения технологии его применения также были проведены лабораторные исследования. Сущность исследований заключается в определении растворяющей способности реагентом образца АСПО (в процентах) в статических условиях при определённой температуре и продолжительности опыта.

В качестве растворителей исследовались: прямогонный бензин, растворители АСПО СОНПАР 5402 и СОНПАР 5402 А.

Определение растворяющей способности реагентов проводилось при температуре 15 °С, как наиболее соответствующей скважинным условиям.

Наилучшие результаты были получены с растворителем СОНПАР 5402 – степень растворения составила 89 % образца АСПО за 3 часа в статических условиях – рекомендуется для применения на скважинах Хасырейского месторождения.

Работы по определению эффективности применения ингибиторов АСПО проводились в два этапа (для каждого реагента).

1 этап – увеличение межочистного периода (спуска скребков) до максимального возможного уровня при условии соблюдения стабильного, безотказного режима работы скважины, расход ингибитора максимальный для применяемого блока подачи реагента – 2,5 л/час;

2 этап – снижение расхода ингибитора (дозировки) до минимального значения, обеспечивающего межочистной период работы скважины, полученный при проведении I этапа.

За критерий эффективности применения ингибиторов или технологий борьбы с АСПО примем увеличение межочистного периода работы скважины (сокращение количества спускоподъёмных операций очистного устройства – скребка), увеличение дебита скважины.

Эффективность защиты, обеспечиваемую применяемой технологией предотвращения АСПО, можно определить по формуле:

$$Z = \frac{P_1 - P_2}{P_1} \cdot 100 \%,$$

где Z – защитный эффект применяемой технологии, %; P_1 – количество СПО скребка в сутки до применения технологии; P_2 – количество СПО скребка в сутки при применении технологии.

Работы проводились на скважинах Хасырейского месторождения – на скважине № 5016 в течение 104 дней и на скважине № 5018 в течение 165 дней.

Скважина № 5016

Геолого-технические характеристики, эксплуатационные параметры скважины, характеристика применяемого оборудования:

- способ эксплуатации – ЭЦН;
- диаметр эксплуатационной колонны – 168/8,9 мм;
- интервал перфорации – 2330–2279 м;
- глубина спуска колонны НКТ 73/5,5 – 2220 м;
- дебит – 80 м³/сут.;
- обводнённость продукции скважины – 30 %;
- количество СПО скребка до ингибирования – 7 раз/сут.;
- глубина спуска скважинного трубопровода Ду 6/0,4 – 1711 м;
- наземный блок подачи реагента – БПР-2(2,5/400)–2(1,5);
- максимальная производительность насоса – 2,5 л/час.

Работы по глубинному дозированию ингибиторов проводились в течение 104 дней, были испытаны все четыре предложенных реагента. В соответствии с рекомендациями производителей ингибиторов, при переходе с одного реагента на другой, производился комплекс работ по подготовке скважины – очистка внутренней поверхности колонны НКТ от отложений растворителем АСПО СОНПАР 5402. Для обеспечения достаточной глубины очистки – 1700 м, растворитель в объёме 5 м³ закачивался в НКТ с выдержкой на реакцию (растворение) в течение 3–4 часов. Затем скважина запускалась в работу, начиналось дозирование ингибитора.

Возможность увеличения межочистного периода определялась по следующим признакам – величина отложений на скребке после подъёма, замедление или остановки скребка при спуске.

Положительных результатов по 1 этапу испытаний ингибиторов (увеличение межочистного периода при максимальной дозировке) не получено.

По истечению 104 дней скважина остановлена по причине подброса и обрыва скребка на глубине 600 метров, при ремонте скважины силами бригады ПРС оборудование по дозированию ингибитора (скважинный трубопровод) извлечено, произведён спуск НКТ с внутренним силикатно-эмалевым покрытием.

В таблице 3 и на рисунках 4 и 5 приведены результаты испытаний ингибиторов АСПО на скважине № 5016 Хасырейского месторождения.

Таблица 3 – Результаты испытаний ингибиторов АСПО на скважине № 5016

Ингибитор АСПО	Защитный эффект, %	Режим работы до обработки		Режим работы при обработке	
		$Q_{\text{жид}}$, м ³ /сут.	количество СПО скребка в сутки	$Q_{\text{жид}}$, м ³ /сут.	количество СПО скребка в сутки
CF-23	0	80	7	76	7
Прошнор АП 07	0	80	7	82	7
Прошнор АП 104	0	80	7	80	7
Прошнор АП 114	0	80	7	81	7

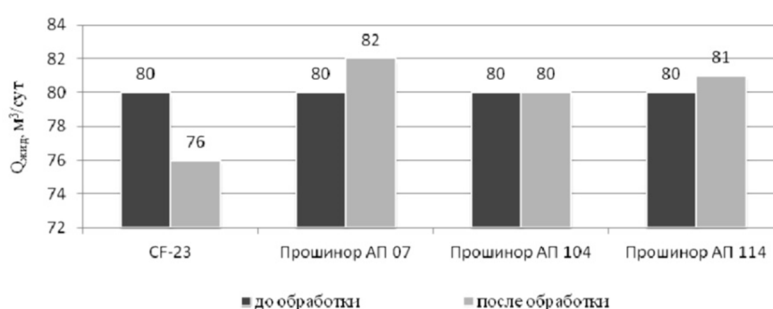


Рисунок 4 – Результаты испытаний ингибиторов

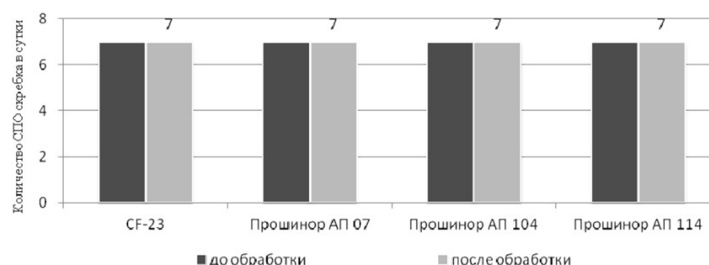


Рисунок 5 – Количество СПО скребка в сутки

Возможной причиной отсутствия положительного эффекта при проведении работ может быть недостаточная температура жидкости в зоне подачи ингибиторов АСПО (примерно 28 °С), температура начала кристаллизации парафина составляет 38 °С.

Также необходимо отметить, что в ходе выполнения работ не проводилось определение наличия и концентрации ингибиторов в продукции скважины, хотя такие методики существуют. В результате утечек или разгерметизации скважинного трубопровода возможно недостаточное поступление ингибитора на заданную глубину и нарушение режима дозирования.

Скважина № 5018

Геолого-технические характеристики, эксплуатационные параметры скважины, характеристика применяемого оборудования:

- способ эксплуатации – ЭЦН;
- диаметр эксплуатационной колонны – 168/8,9 мм;
- интервал перфорации – 2450–2390 м;
- глубина спуска колонны НКТ 73/5,5 – 2350 м;
- дебит – 91 м³/сут.;

- обводнённость продукции скважины – 30 %;
- количество СПО скребка до ингибирования – 8 раз/сут.;
- глубина спуска скважинного трубопровода Ду 6/0,4 – 2290 м;
- наземный блок подачи реагента – БПР-2(2,5/400)–2(1,5);
- максимальная производительность насоса – 2,5 л/час.

Работы по глубинному дозированию ингибиторов проводились в течение 165 дней. Были также испытаны все 4 предложенных реагента.

Технология проведения работ соответствует описанной выше по скважине № 5016, спуск скважинного трубопровода был произведён на максимальную глубину для обеспечения подачи ингибитора в зону температур, близких к температуре пласта.

Результаты испытаний ингибиторов АСПО на скважине № 5018 Хасырейского месторождения приведены в таблице 4 и на рисунках 6 и 7.

Таблица 4 – Результаты испытаний ингибиторов АСПО на скважине № 5018

Ингибитор АСПО	Защитный эффект, %	Увеличение дебита, м ³ /сут.	Концентрация ингибитора, г/т	Режим работы до обработки		Режим работы при обработке	
				Q _{жид.} , м ³ /сут.	количество СПО скребка в сутки	Q _{жид.} , м ³ /сут.	количество СПО скребка в сутки
CF-23	38	3	350	91	8	94	5
Прошинор АП 07	13	0	390	91	8	91	7
Прошинор АП 104	63	10	200	91	8	101	3
Прошинор АП 114	50	4	200	91	8	95	4

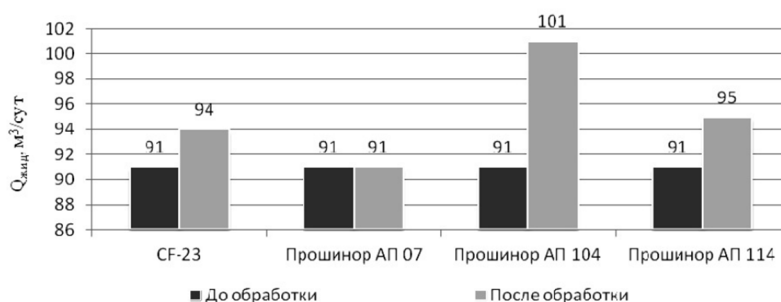


Рисунок 6 – Результаты испытаний ингибиторов АСПО на скважине № 5018

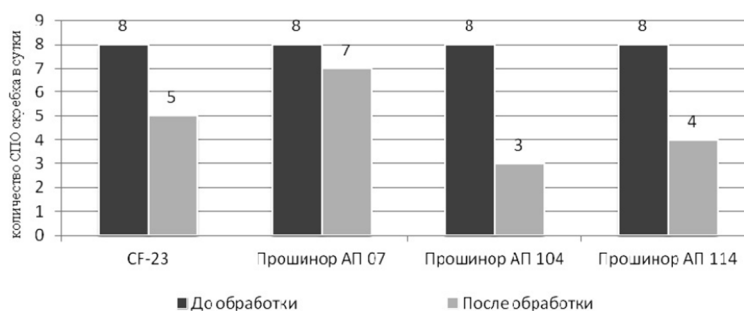


Рисунок 7 – Количество СПО скребка в сутки

В ходе проведения 1 и 2 этапа испытаний были определены для каждого реагента максимально возможный межочистной период и необходимая концентрация ингибитора в продукции скважины. Наиболее эффективным ингибитором АСПО является Прошинор АП 104, хотя в лабораторных условиях его эффективность была ниже. При дозировании данного реагента количество спускоподъёмных операций скребка снизилось с 8 до 3 раз в сутки, дебит скважины увеличился на 10 м³/сут. в основном за счёт сокращения времени работы скважины на меньших штуцерах.

Анализ эффективности депарафинизации с помощью НКТ с внутренним силикатно-эмалевым покрытием

При испытаниях применялись НКТ 73/5,5 с внутренним силикатно-эмалевым покрытием производства ЗАО «Негас» г. Пенза. Марка применяемой эмали МК-5р. Покрытие представляет собой композицию на основе силикатов и характеризуется высокой степенью гладкости, гидрофильностью, абразивной устойчивостью и термостойкостью.

В ходе проведения испытаний лифтовыми колоннами с силикатно-эмалевым покрытием были оборудованы 5 скважин с различными параметрами эксплуатации.

Геолого-технические характеристики и параметры эксплуатации скважин до спуска НКТ с покрытием приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Геолого-технические характеристики и параметры эксплуатации скважин

№ скважины	Способ эксплуатации	Глубина спуска НКТ с покрытием	Дебит, м ³ /сут.	Обводнённость продукции, %
5016	ЭЦН	2020	80	30
5108	ЭЦН	1950	91	30
5008	ЭЦН	1980	105	32
5106	ЭЦН	1900	93	32
5005	ЭЦН	2000	74	29

Оценка эффективности применения НКТ с покрытием проводилась аналогично описанной выше при испытании ингибиторов.

Результаты проведения опытно-промышленных работ приведены в таблице 6 и на рисунках 8 и 9.

Таблица 6 – Результаты испытаний НКТ с внутренним силикатно-эмалевым покрытием

№ скважины	Защитный эффект, %	Увеличение дебита, м ³ /сут.	Режим работы до спуска НКТ с покрытием		Режим работы после спуска НКТ с покрытием	
			Q _{жид.} , м ³ /сут.	количество СПО скребка в сутки	Q _{жид.} , м ³ /сут.	количество СПО скребка в сутки
5016	75	18	80	8	98	2
5108	83	10	91	6	101	1
5008	86	19	105	7	124	1
5106	86	14	93	7	109	1
5005	88	12	74	8	86	1

Из приведённой таблицы видно, что положительный результат получен по всем скважинам, средняя эффективность защитного покрытия составила 83 %, увеличение дебита в среднем по всем скважинам – 14,5 м³/сут.

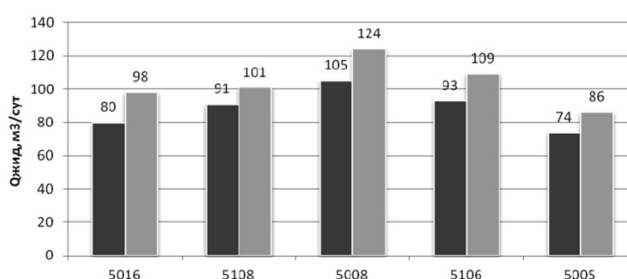


Рисунок 8 – Результаты испытаний НКТ с внутренним силикатно-эмалевым покрытием

Осложнений при проведении механической очистки скребками не отмечалось. Практически на всех скважинах при проведении спускоподъёмных операций скребка 1 раз в сутки (межочистной период 23 часа) происходит замедление скорости спуска в муфтовых соединениях колонны НКТ.

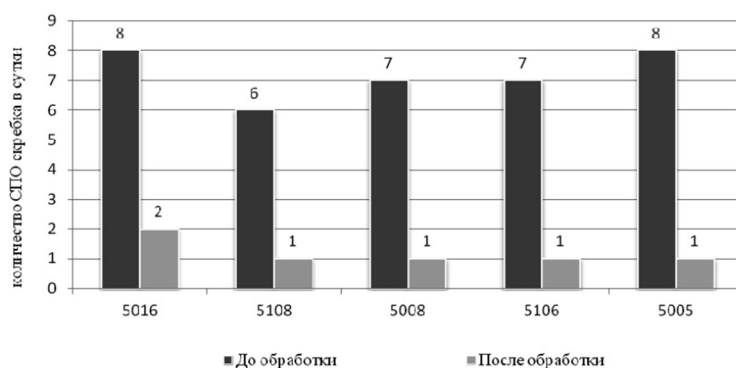


Рисунок 9 – Количество СПО скребка в сутки

С целью определения величины отложений на внутренней поверхности лифтовой колонны механическая очистка скребком не проводилась в течение 48 часов перед остановкой скважины.

После подъёма труб установлено следующее:

- толщина отложений по всей длине труб составляет 1,0–1,5 мм;
- отложения имеют мазеобразную, легко удаляемую консистенцию;
- на внутренней поверхности соединительных муфт толщина отложений значительно выше – до 15–17 мм.

Дальнейшее увеличение межочистного периода может привести к значительному сужению внутреннего проходного сечения и невозможности проведения спуска скребка.

Анализ эффективности депарафинизации

с помощью термоизолированных труб ТЛТ 89/60

Лифтовая колонна состоит из отдельных термоизолированных труб с внутренним силикатно-эмалевым покрытием, соединённых между собой при помощи муфты с изолирующей втулкой из фторопласта.

В таблице 7 приведена техническая характеристика труб ТЛТ.

Таблица 7 – Техническая характеристика труб ТЛТ

Наименование	Значение
Тип изоляции	вакуум-экранный
Вакуум межтрубного пространства, мм рт. ст.	$1 \cdot 10^{-4}$
Размер наружной трубы, мм	88,9/6,5
Размер внутренней трубы, мм	60,3/5
Длина трубы, м	8–10
Вес погонного метра, кг	21
Группа прочности стали	К
Рабочее давление внутреннее, МПа	80
Рабочее давление наружное, МПа	40
Марка эмали	МК-5р
Температура наружной стенки трубы при T жидкости 34 °С	22–24

Труба предназначена для оборудования скважин с диаметром эксплуатационной колонны 146 мм и более. Лифтовой колонной из термоизолированных труб оборудована скважина № 5010 Хасырейского месторождения.

Геолого-техническая характеристика и эксплуатационные параметры скважины:

- способ эксплуатации – фонтанный;
- диаметр эксплуатационной колонны – 168/8,9 мм;
- глубина спуска колонны ТЛТ 89/60 – 2160 м;
- дебит – 147 м³/сут.;
- обводнённость продукции скважины – 29 %;
- количество СПО скребка до ингибирования – 8 раз/сут.

Оценка эффективности применения ТЛТ проводилась аналогично описанной выше. Результаты проведения опытно-промышленных испытаний приведены в таблице 8 и на рисунках 10 и 11.

Таблица 8 – Результаты испытаний термоизолированных труб

№ скважины	Защитный эффект, %	Увеличение дебита, м ³ /сут.	Режим работы до спуска ТЛТ		Режим работы после спуска ТЛТ	
			Q _{жид} , м ³ /сут.	количество СПО скребка в сутки	Q _{жид} , м ³ /сут.	количество СПО скребка в сутки
5010	75	11	147	8	158	2

В результате применения термоизолированных труб температура на устье скважины увеличилась с 4 до 18 °С при работе на штуцере диаметром 18 мм. Дебит скважины увеличился на 11 м³/сут., количество спускоподъёмных операций скребка сократилось с 8 до 2 раз в сутки.

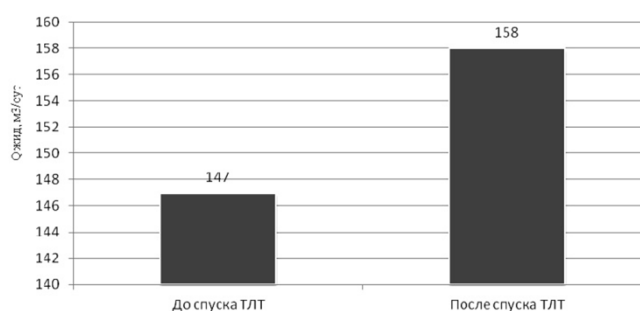


Рисунок 10 – Результаты испытаний термоизолированных труб

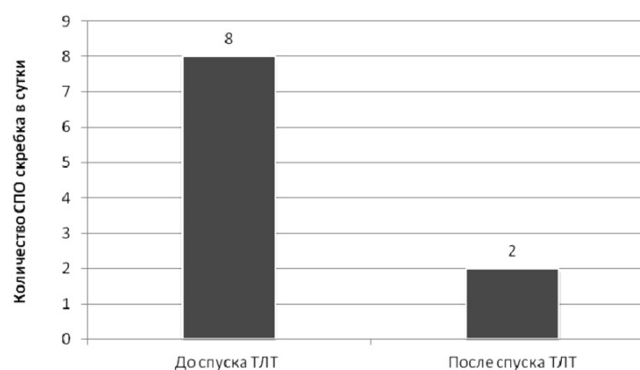


Рисунок 11 – Количество СПО скребка в сутки

При дальнейшем увеличении межочистного периода происходило замедление скорости спуска скребка в интервалах муфтовых соединений колонны ТЛТ, несмотря на применение изолирующих фторопластовых втулок.

При применении термоизолированных труб основное условие образования АСПО (пониженная температура) сохранилось.

Достаточно высокий защитный эффект можно объяснить наличием на внутренней поверхности труб силикатно-эмалевое покрытие.

Выводы и рекомендации

По результатам проведённых опытно-промышленных испытаний методов и технологий борьбы с АСПО при эксплуатации скважин Хасырейского месторождения можно сделать вывод, что все испытываемые методы являются эффективными. Наибольший защитный эффект получен при применении НКТ с внутренним силикатно-эмалевым покрытием.

В связи со значительным сокращением количества спускоподъёмных операций скребков в ходе испытаний данных методов и отсутствием осложнений при проведении депарафинизации можно прогнозировать увеличение межремонтного периода работы скважин. В то же время надо отметить, что ни один из испытанных методов не позволяет полностью отказаться от механической депарафинизации оборудования скребками.

Каждый из методов имеет свои достоинства и недостатки. Так, к недостаткам метода глубинного дозирования реагентов можно отнести:

- наименьшую полученную на данный момент эффективность;
- усложнение технологии проведения ремонта скважины в связи с необходимостью спуска скважинного трубопровода;
- дополнительные затраты на приобретение реагентов.

К достоинствам метода можно отнести снижение интенсивности отложений в трубопроводах системы нефтесбора.

При применении НКТ с силикатно-эмалевым покрытием АСПО отлагаются в незащищённой части колонны труб – в муфтовых соединениях и подвесных патрубках, трубопроводах системы нефтесбора. Однако этот метод является наиболее эффективным и технологичным из испытанных.

Для термоизолированных труб характерны перечисленные выше недостатки для НКТ с силикатно-эмалевым покрытием, также отмечаются отложения в зоне муфтовых соединений, несмотря на применение в конструкции колонны ТЛТ теплоизоляционных втулок из фторопласта.

К промышленному внедрению для предотвращения АСПО на скважинах Хасырейского месторождения можно рекомендовать показавший наиболее высокие результаты метод применения НКТ с внутренним силикатно-эмалевым покрытием.

Применение термоизолированных труб представляется недостаточно обоснованным по причине значительно более высокой стоимости оборудования (в 6,5 раз) в сравнении со стоимостью НКТ с покрытием при близких показателях эффективности.

Для решения вопроса о целесообразности применения метода глубинного дозирования ингибиторов АСПО рекомендуется продолжить опытно-промышленные работы по данному направлению с увеличением количества обрабатываемых скважин и расширением номенклатуры применяемых реагентов.

Одной из основных целей поиска эффективного метода предотвращения АСПО является отказ от применения несовершенного механического способа очистки скребками, как источника возможных осложнений и причин преждевременных ремонтов скважин.

В связи с этим можно рекомендовать продолжение опытно-промышленных работ с целью повышения результативности применяемых методов и дальнейшего увеличения межочистного периода работы скважин с учётом следующих рекомендаций. Для повышения эффективности НКТ с покрытием:

- применять втулки с защитным покрытием для предотвращения отложений в муфтовых соединениях;
- с целью исключения контакта муфт НКТ с обсадной колонной скважины провести испытания центраторов колонны НКТ;
- для подвески колонны труб применять подвесные патрубки с внутренним силикатно-эмалевым покрытием.

Литература

1. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 томах: учебное пособие. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2011. – Т. 1–2.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2013–2014. – Т. 1–4.
3. Булатов А.И. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 т. / А.И. Булатов, О.В. Савенок. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов, О.В. Савенок, Р.С. Яремийчук. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
5. Варламов П.С. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.]. – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.

6. Ладенко А.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений / А.А. Ладенко, О.В. Савенок. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
7. Савенок О.В., Лаврентьев А.В., Березовский Д.А. Проектирование кислотной обработки пласта: методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Управление продуктивностью скважин» для студентов всех форм обучения направления подготовки «Нефтегазовое дело». – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2014. – 86 с.
8. Савенок О.В. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин / О.В. Савенок, Ю.Д. Качмар, Р.С. Яремийчук. – М.: Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
9. Савенок О.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений / О.В. Савенок, А.А. Ладенко. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
10. Савенок О.В. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
11. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений: учебное пособие: в 2 частях. – Ухта : Издательство Ухтинского государственного технического университета, 2021.
12. Обзор патентной и научно-технической литературы и анализ отечественного и зарубежного опыта применения и перспективных разработок методов предотвращения и удаления АСПО: информационный отчёт / ОАО «РосНИПИтермнефть». Руководитель В.М. Строганов. – Краснодар, 2003. – 206 с.
13. Березовский Д.А. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи / Д.А. Березовский, А.В. Лаврентьев, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 27–33.
14. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Кусов Г.В. Техника и технология проведения кислотного гидравлического разрыва пласта // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XXI Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (16 января 2017 года, г. Харьков). – Х. : научно-информационный центр «Знание», 2017. – Часть 2. – С. 25–40.
15. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском месторождении // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 30–38.
16. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В. Мероприятия по борьбе с асфальто-смолопарафиновыми отложениями в добывающих скважинах, оборудованных штанговыми скважинными насосными установками, на Степановском месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 2. – С. 53–73.
17. Березовский Д.А., Кусов Г.В. Определение расчётных показателей процесса солянокислотной обработки в скважине № 23 Южно-Шапкинское месторождения // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 1. – С. 76–87.
18. Горцарук А.П., Савенок О.В. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин Восточно-Сотчемью-Талыйюского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 3. – С. 91–108.
19. Дроздов А.А., Савенок О.В. Анализ результатов солянокислотных обработок призабойной зоны пласта на добывающих скважинах Салюкинского месторождения // Прикладные вопросы точных наук: материалы V Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и преподавателей (30–31 октября 2021 года, г. Армавир). – Армавир : Армавирский механико-технологический институт, 2021. – С. 129–133.
20. Кардашев С.А., Савенок О.В. Анализ результативности и совершенствование технологий предотвращения отложения парафинов на оборудовании скважин Печоро-Кожвинского нефтегазоконденсатного месторождения // Инновационные технологии в производстве строительных материалов и конструкций: сборник научных трудов Международного симпозиума (27–28 ноября 2020 года, г. Ташкент). – Ташкент : Министерство строительства Республики Узбекистан, Ташкентский архитектурно-строительный институт, 2020. – С. 298–305.
21. Кусов Г.В., Савенок О.В. Методы борьбы с АСПО на месторождениях ООО «РН – Краснодарнефтегаз» на примере Успенского и Горячключевского участков // Строительство и ремонт скважин – 2010: сборник докладов Международной научно-практической конференции (27 сентября–02 октября 2010 года, г. Геленджик). – Краснодар : ООО Научно-производственная фирма «Нитпо», 2010. – С. 147–150.
22. Кязимов Ф.К. оглы, Рзаева С.Д. кызы, Тулешева Г.Д. Экспериментальные исследования кислотного воздействия на неоднородные пласты // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 1. – С. 210–215.
23. Нешков А.И., Савенок О.В. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин Северо-Хоседаюского нефтяного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 2. – С. 172–185.
24. Радзиевский Г.А., Савенок О.В. Анализ результатов проведения очистки призабойной зоны солянокислотным раствором на добывающих скважинах Хасырейского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 1. – С. 292–305.

25. Радзиевский Г.А., Савенок О.В. Построение цифровых моделей Хасырейского нефтяного месторождения с целью геологического обоснования его доразведки // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 2. – С. 186–215.
26. Радзиевский Г.А., Савенок О.В. Анализ технологии вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин Хасырейского месторождения // Научный потенциал вуза – производству и образованию: сборник статей по материалам III Международной научно-практической конференции, посвящённой 75-летию Победы советского народа в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг. (04–05 декабря 2020 года, г. Армавир). – Армавир : Армавирский механико-технологический институт, 2021. – С. 113–126.
27. Савенок О.В., Кусов Г.В. Анализ эффективности применения методов борьбы с АСПО на фонде скважин ООО «РН – Краснодарнефтегаз» // Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи и пластов. Перспективы развития: сборник докладов 5-й Международной научно-практической конференции (25–29 мая 2010 года, г. Геленджик). – Краснодар: ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2010. – С. 279–282.
28. Савенок О.В., Пономарёв Д.М. Анализ существующих методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) при добыче нефти // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 9. – С. 32–37.
29. Савенок О.В. Нефтеотдача пласта и пути её увеличения / О.В. Савенок, Л.Г. Кусова // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2018. – № 03 (6). – С. 97–120.
30. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Оценка технологической эффективности глинокислотной обработки на горизонтальных добывающих скважинах Приобского месторождения // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Проблемы устойчивого развития территорий: сборник трудов II Международной научно-практической конференции, посвящённой 10-летию Северо-Кавказского федерального университета (09–10 декабря 2021 года, г. Ставрополь). – Ставрополь : ООО «Бюро новостей», 2021. – С. 279–284.

References

1. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asphalt-resin-paraffin deposits and hydrate formations: prevention and removal: in 2 volumes: textbook. – Krasnodar: Publishing House – South, 2011. – Vol. 1–2.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 volumes: textbook. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
3. Bulatov A.I. Capital underground repair of oil and gas wells: in 4 volumes / A.I. Bulatov, O.V. Savenok. – Krasnodar: Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I. Scientific foundations and practice of development of oil and gas wells / A.I. Bulatov, O.V. Savenok, R.S. Yaremychuk. – Krasnodar: Publishing House – South, 2016. – 576 p.
5. Varlamov P.S. Formation testing equipment for hydrodynamic studies of reservoirs of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.]. – Ufa : Ufa Polygraph Plant, 2004. – 620 p.
6. Ladenko A.A. Theoretical foundations for the development of oil and gas fields / A.A. Ladenko, O.V. Savenok. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
7. Savenok O.V., Lavrentiev A.V., Berezovsky D.A. Designing Acid Treatment of the Reservoir: Methodological Instructions for Practical Classes on the Subject «Well Productivity Management» for Students of All Forms of Education in the Oil and Gas Business. – Krasnodar : Publishing House – South, 2014. – 86 p.
8. Savenok O.V. Oil and gas engineering during well development / O.V. Savenok, Yu.D. Kachmar, R.S. Yaremychuk. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
9. Savenok O.V. Development of oil and gas fields / O.V. Savenok, A.A. Ladenko. – Krasnodar : Ed. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
10. Savenok O.V. Ecological aspects in the construction of oil and gas wells: monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M. ; Vologda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
11. Savenok O.V. Designing the development of oil fields: a study guide: in 2 parts. – Ukhta : Ukhta State Technical University Publishing House, 2021.
12. Review of patent and scientific and technical literature and analysis of domestic and foreign experience in the application and promising developments in methods for preventing and removing AS-PO: an information report / RosNIPtermneft OJSC. Head V.M. Stroganov. – Krasnodar, 2003. – 206 p.
13. Berezovsky D.A. Prerequisites and problems of rock modeling from the point of view of establishing the conditions for the onset of factors complicating production / D.A. Berezovsky, A.V. Lavrentiev, O.V. Savenok // Science. Technics. Technologies (polytechnic bulletin). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
14. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Kusov G.V. Technique and technology for carrying out acid hydraulic fracturing // Collection of articles of the scientific and information center «Knowledge» based on the materials of the XXI International Correspondence Scientific and Practical Confer-

- ence «Development of Science in the XXI century» (January 16, 2017, Kharkov). – H. : Scientific and Information Center «Knowledge», 2017. – Part 2. – P. 25–40.
15. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of the hydrochloric acid treatment of wells at the Sredne-Makarikhinsky field // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 2. – P. 30–38.
 16. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V. Measures to combat asphalt-resin-paraffin deposits in producing wells equipped with suckerrod pumping units at the Stepanovskoye field // *Nauka. Technics. Technologies (polytechnic bulletin)*. – 2018. – № 2. – P. 53–73.
 17. Berezovsky D.A., Kusov G.V. Determination of calculated indicators of the process of hydrochloric acid treatment in well № 23 of the Yuzhno-Shapkinskoye field // *Bulatovskie readings*. – 2018. – Vol. 2 at 2 pm – Part 1. – P. 76–87.
 18. Gorshcharuk A.P., Savenok O.V. Analysis of the hydrochloric acid treatment of wells of the Vostochno-Sotchemyu-Tallyuskoye field // *Nauka. Technics. Technologies (Polytechnic Bulletin)*. – 2021. – № 3. – P. 91–108.
 19. Drozdov A.A., Savenok O.V. Analysis of the results of hydrochloric acid treatments of the bottom-hole formation zone at the production wells of the Salyukinskoye field // *Applied issues of exact sciences: materials of the V International scientific and practical conference of students, graduate students and teachers (October 30–31, 2021, Armavir)*. – Armavir : Armavir Mechanics and Technology Institute, 2021. – P. 129–133.
 20. Kardashev S.A., Savenok O.V. Analysis of the effectiveness and improvement of technologies for preventing paraffin deposition on the equipment of the wells of the Pechoro-Kozhviniskoye oil and gas condensate field // *Innovative technologies in the production of building materials and structures: a collection of scientific papers of the International Symposium (November 27–28, 2020, Tashkent)*. – Tashkent : Ministry of Construction of the Republic of Uzbekistan, Tashkent Institute of Architecture and Civil Engineering, 2020. – P. 298–305.
 21. Kusov G.V., Savenok O.V. Methods for combating ARPD at the fields of RN-Krasnodarneftegaz LLC on the example of the Uspensky and Goryacheklyuchevskoye sites // *Construction and repair of wells – 2010: collection of reports of the International scientific and practical conference (September 27–October 02, 2010, Gelendzhik)*. – Krasnodar : LLC Research and Production Company «Nitpo», 2010. – P. 147–150.
 22. Kazimov F.K. oglu, Rzayeva S.D. kyzy, Tulesheva G.D. Experimental studies of acid impact on heterogeneous reservoirs // *Bulatov readings*. – 2018. – Vol. 2 at 2 o'clock – Part 1. – P. 210–215.
 23. Neshkov A.I., Savenok O.V. Analysis of the hydrochloric acid treatment of wells of the Severo-Khosedayuskoye oil field // *Nauka. Technics. Technologies (Polytechnic Bulletin)*. – 2021. – № 2. – P. 172–185.
 24. Radzievsky G.A., Savenok O.V. Analysis of the results of bottom-hole zone cleaning with hydrochloric acid solution at producing wells of the Khasyreyskoye field // *Nauka. Technics. Technologies (polytechnic bulletin)*. – 2021. – № 1. – P. 292–305.
 25. Radzievsky G.A., Savenok O.V. Construction of digital models of the Khasyre oil field for the purpose of geological substantiation of its additional exploration // *Nauka. Technics. Technologies (polytechnic bulletin)*. – 2021. – № 2. – P. 186–215.
 26. Radzievsky G.A., Savenok O.V. Analysis of the technology of penetrating productive layers and developing wells of the Khasyreyskoye field // *Scientific potential of the university – production and education: a collection of articles based on the materials of the III International scientific and practical conference dedicated to the 75th anniversary of the Victory of the Soviet people in the Great Patriotic War of 1941–1945 . (December 04–05, 2020, Armavir)*. – Armavir : Armavir Institute of Mechanics and Technology, 2021. – P. 113–126.
 27. Savenok O.V., Kusov G.V. Analysis of the effectiveness of the application of methods for combating ASPD in the well stock of LLC RN-Krasnodarneftegaz // *Modern technologies for well workover and enhanced oil recovery and reservoirs. Prospects for development: a collection of reports of the 5th International Scientific and Practical Conference (May 25–29, 2010, Gelendzhik)*. – Krasnodar : Scientific and Production Company Nitpo LLC, 2010. – P. 279–282.
 28. Savenok O.V., Ponomarev D.M. Analysis of existing methods of combating asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD) during oil production // *Construction of oil and gas wells on land and at sea*. – 2011. – № 9. – P. 32–37.
 29. Savenok O.V. Oil recovery of the formation and ways of its increase / O.V. Savenok, L.G. Kusova // *Bulletin of Student Science of the Department of Information Systems and Programming*. – 2018. – № 03 (6). – P. 97–120.
 30. Savenok O.V., Kusova L.G. Evaluation of the technological efficiency of clay-acid treatment in horizontal production wells of the Priobskoye field // *Innovative technologies in the oil and gas industry. Problems of sustainable development of territories: a collection of proceedings of the II International Scientific and Practical Conference dedicated to the 10th anniversary of the North Caucasian Federal University (09–10 December 2021, Stavropol)*. – Stavropol : Bureau of News LLC, 2021. – P. 279–284.