



УДК 622.276.72

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ БОРЬБЫ С АСПО НА ВАНКОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

IMPROVEMENT OF TECHNOLOGIES TO COMBAT ASPHALT-TAR-PARAFFIN DEPOSITS IN THE VANKORSKOYE FIELD

Мажник Владимир Игоревич

оператор по добыче
нефти и газа 4 разряда ЦДНГ 1,
Управление по добыче
нефти и газа ООО «РН-Ванкор»
Vladimirmazhnik@gmail.com

Лешкович Надежда Михайловна

старший преподаватель,
Кубанский государственный
технологический университет
NLeshkovich@bk.ru

Аннотация. Объектом исследования и анализа являются методы борьбы с парафиноотложениями на скважинах Ванкорского месторождения. Цель работы – предложение эффективного метода по предотвращению образования АСПО и рекомендации по повышению эффективности проведения подобных работ. Изучена эффективность применяемых методов, предложено внедрение новых технологий. Выявлена теоретическая эффективность и необходимость проведения опытно-промышленных испытаний.

Ключевые слова: парафиноотложения, смолы, методы борьбы, повышение эффективности работ, парафинистые нефти, кристаллизация, превентивный подход.

Mazhnik Vladimir Igorevich

Oil and gas production operator 4th category
of oil and gas production workshop № 1,
Office for oil and gas production
LLC «RN-Vankor»
Vladimirmazhnik@gmail.com

Leshkovich Nadezhda Mikhaelovna

Senior Lecturer,
Kuban state technological university
NLeshkovich@bk.ru

Annotation. The object of research and analysis is the methods of fighting paraffin deposits in the wells of the Vankor field. The aim of the work is to propose an effective method for the prevention of the formation of AFS and recommendations for improving the efficiency of such work. The effectiveness of the applied methods has been studied, the introduction of new technologies is proposed. The theoretical efficiency and the need for pilot-industrial tests are revealed.

Keywords: paraffin deposits, resins, methods of struggle, increase of work efficiency, paraffin oil, crystallization, participatory approach.

Нефтяная промышленность России характеризуется снижением качества сырьевой базы. В общем балансе разрабатываемых месторождений преобладают месторождения, вступившие в позднюю стадию разработки и, как следствие, наблюдается значительное ухудшение их структуры, увеличение доли трудноизвлекаемых запасов нефти, обводнение пластов и продукции скважин [1].

В разработку вовлекаются парафинистые нефти. Серьезной проблемой, вызывающей осложнения в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, является образование асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) [2].

Накопление АСПО в проточной части нефтепромыслового оборудования и на внутренней поверхности труб приводит к снижению производительности системы, уменьшению межремонтного периода (МРП) эксплуатации скважин и эффективности работы насосных установок. К тому же, образование эмульсий при выходе из скважины вместе с сопутствующей пластовой водой способствует ускоренному осадкообразованию.

Асфальтосмолопарафиновые отложения представляют собой сложные смеси, состоящие из парафинов, асфальто-смолистых соединений, силикагелевых смол, масел, воды и механических примесей.

Парафины – углеводороды метанового ряда от $C_{16}H_{34}$ до $C_{64}H_{130}$. В большинстве случаев парафины в пластовых условиях находятся в нефти в растворённом состоянии [2].

Нефти классифицируют в зависимости от содержания парафина на:

- малопарафиновые – менее 1,5 % масс.;
- парафиновые – от 1,5 до 6 % масс.;
- высокопарафиновые – более 6 % масс.

В состав нелетучих, неоднородных по структуре асфальто-смолистых веществ, обладающих высокой молекулярной массой, входят азот, сера, углерод, водород и кислород. Содержание смоли-



стых веществ в нефти возрастает при испарении лёгких компонентов и её окислении. Иногда к группе смолистых соединений относят и асфальтены – порошкообразные вещества бурого или коричневого цвета с плотностью более 1000 кг/м^3 .

В асфальтенах содержится (% масс.): углерода – 80–86, водорода – 7–9, серы – до 9, кислорода – 1–9 и азота – до 5. Асфальтены являются наиболее тугоплавкой и малорастворимой частью отложений тяжёлых компонентов нефти.

Выбор рациональных способов борьбы с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями и эффективность различных методов зависит от многих факторов. Например, от способа добычи нефти, термобарического режима течения, состава и свойств добываемой продукции [4, 5, 7, 8].

Основными методами борьбы с АСПО являются:

- тепловые (горячая нефть или вода в качестве теплоносителя, острый пар, электропечи, индукционные подогреватели, реагенты, при взаимодействии с которыми протекают экзотермические реакции);

- механические (скребки, скребки-центраторы);
- химические (ингибиторы отложений и растворители).

Выпадение АСПО и методы борьбы с ними

Основной причиной отложения АСПО является изменение термобарических параметров течения газожидкостной смеси в скважинах. Выпадение парафина определяется температурой, давлением скоростью течения скважинной жидкости, при этом основным фактором является температура. Отложение парафина в подземном оборудовании невозможно при устьевых температурах, превышающих температуру начала выпадения парафина. Глубина начала выпадения парафина соответствует отметке, где температура скважинной продукции становится меньше температуры выпадения парафина [5].

Практика добычи парафиновых нефтей показывает, что наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности колонны НКТ [4].

Промысловые исследования показали, что характер распределения парафиновых отложений в подъёмных трубах различного диаметра примерно одинаков. Толщина отложений постепенно увеличивается от начала их образования на глубине 500–900 м и достигает максимального значения на глубине 50–200 м от устья. Для малодобитных скважин глубина начала выпадения парафина чаще достигает значений 1000–1700 м и более. Частым видом отказа УЭЦН является запарафинивание приёма и входных ступеней насоса. Решение задачи по предотвращению формирования и очистки от АСПО позволит снизить текущие и капитальные затраты при добыче нефти [5].

Сложности борьбы с отложениями АСПО связаны со слабой изученностью механизма их формирования, которая до сих пор находится в дискуссионном состоянии. Согласно теории кристаллизации, отложение парафинов, асфальтенов и смол происходит на активных центрах кристаллизации как внутри объёма жидкости, так и на стенках НКТ.

Кристаллизация – типичный пример фазового перехода первого рода, сопровождающегося изменением агрегатного состояния вещества. Кристаллизация приводит к образованию твердой фазы в растворах, расплавах и в газах. Движущей силой процесса кристаллизации является пересыщение, т.е. превышение фактической концентрации кристаллизующегося вещества над его равновесной концентрацией в данных условиях.

Нефть в процессе подъёма к устью скважины обволакивает металлическую поверхность НКТ и всплывает вверх, касаясь металла. В результате при хорошей гидрофобности металлической поверхности НКТ на последней отлагаются парафинсодержащие фракции.

Подход, основанный на удалении уже сформировавшихся отложений, является широко распространённым и включает в себя несколько методов:

- а) механические – использование различных по конструкции и форме скребков: либо спускаемых в подъёмник на проволоке с помощью специальных автоматизированных лебедок, устанавливаемых на устье скважины, либо так называемых автоматических летающих скребков;

- б) тепловые – прогрев колонны НКТ горячим агентом, чаще нефтью, закачиваемым в скважину с помощью специальной передвижной установки;

- в) химические – использование различных растворителей парафиновых отложений, закачиваемых в скважину [5].

В общем случае известно около двадцати различных способов борьбы с отложениями АСПО. Общая классификация методов согласно представлена на рисунке 1.

Характеристики нефтяного пласта, а именно эффективная толщина, фильтрационно-емкостные свойства породы-коллектора (проницаемость, пористость), содержание и состав глинистого материала и адсорбционно-десорбционных свойств. Применяемые методы борьбы с АСПО подбираются с учётом индивидуальных геолого-физических особенностей каждого месторождения. При этом существует два принципиальных подхода к борьбе с этим нежелательным явлением: предотвращение отложений парафина (превентивный подход) и различные методы удаления отлагающегося парафина.



Рисунок 1 – Классификация методов борьбы с АСПО

Эффективность данного проекта рассчитана на основе применения превентивного подхода в борьбе с АСПО. Он является предпочтительнее, поскольку базируется на создании условий в процессе работы скважины, исключающих формирование отложений парафина или облегчающих их удаление с внутренней поверхности НКТ. Его применение оказывает существенное влияние на увеличение межремонтного и межочистного периодов (МРП и МОП).

К тому же, в результате уменьшения объема работ по депарафинизации оборудования, существенно снижается риск возникновения аварийных ситуаций (например, падение инструмента в скважину при механической обработке; разгерметизация нагнетательной линии при химической обработке и т.д.), что благоприятно сказывается на безопасности выполняемых работ.

Превентивный подход включает следующие методы:

- снижение шероховатости внутренней поверхности НКТ путём нанесения на нее специальных покрытий (стекла, эмали, эпоксидной смолы или специальных лаков);
- использование устройств на основе действия физических полей (например, депарафинизатор «Шторм УКМ НП»);
- использование греющего кабеля, спускаемого в скважину;
- использование специальных химических реагентов – ингибиторов парафиноотложения [5].

Сущность применения реагентов заключается не только в гидрофилизации внутренней поверхности НКТ, но и в адсорбции реагентов на образовавшихся кристаллах парафина и формировании на них тонкой гидрофильной пленки, препятствующей росту кристаллов парафина, их слипанию с образованием сгустков твердой фазы и последующим их отложением на стенках НКТ. Известен ряд ингибиторов парафиноотложения на базе как водорастворимых, так и нефтерастворимых ПАВ.

Предотвращение парафинизации НКТ может быть достигнуто за счёт гидрофилизации (несмазываемости нефтью) поверхности НКТ либо путём создания искусственных активных центров внутри объема жидкости.

Анализ условий образования отложений

Основным критерием, характеризующим выпадение АСПО, является температура насыщения нефти парафином. На выпадение парафина из нефти влияет содержание растворённого газа, которое изменяется от максимального значения, при давлении насыщения нефти газом, до минимального на устье скважины, где температура насыщения нефти парафином максимальная. С помощью программного пакета TUWAX (уравнение состояния Соава-Редлиха-Квонга, модель для парафина идеальная) с учётом среднего содержания парафина в пробах нефти со скважин яковлевского (содержание парафина 0,9 %) и нижнехетского (содержание парафина 4 %) горизонтов были рассчитаны температура насыщения нефти парафином в зависимости от давления (рис. 2 и 3).

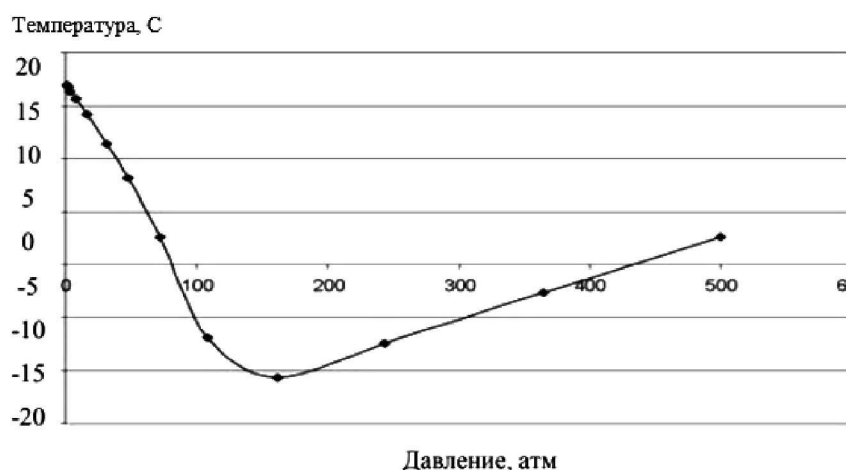


Рисунок 2 – Зависимость температуры насыщения нефти парафином в нефти Яковлевского горизонта (содержание парафина 0,88 %) от давления

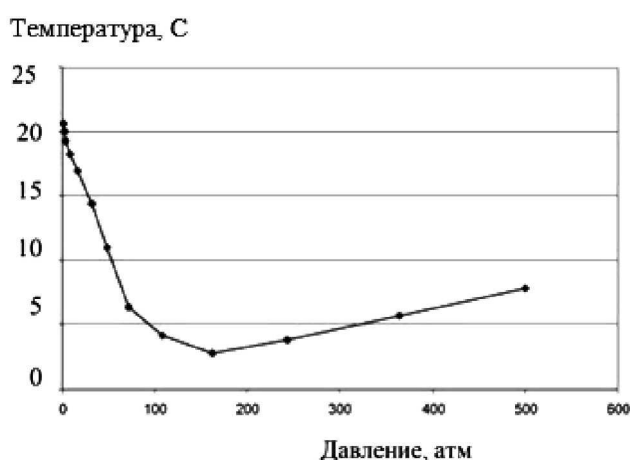


Рисунок 3 – Зависимость температуры насыщения нефти парафином нефти Нижнехетского горизонта НХ-III-IV (содержание парафина 4 %) от давления

В таблице 1 приведены расчётные данные температуры насыщения нефти парафином для яковлевского и нижнехетского горизонтов.

Таблица 1 – Температура насыщения нефти парафином (TUWAX, EQUATION OF STATE MODEL: SRK, PARAFFIN MODEL: IDEAL)

Горизонт	Температура насыщения нефти парафином (расчётное значение), °C, P = 1 МПа	Температура насыщения нефти парафином при давлении разгазирования (расчётное значение), °C	Температура насыщения нефти парафином (экспериментальное значение), °C
Яковлевский горизонт	6,8	-4,3	< 6
Нижнехетский горизонт НХ-III-IV	20,6	3	21

Для подтверждения корректности расчётов были выполнены эксперименты по определению температуры насыщения нефти парафином фотометрическим методом по ОСТ 39.034-76 (фотометрическая ячейка, модуль установки измерения насыщения-1 (УИН-1)), результаты которого приведены в таблице 1 [6].

Для пробы нефти нижнехетского горизонта температура насыщения нефти парафином отнесена к 21 °C, что хорошо согласуется с расчётными данными.

Массовая доля парафина в твердом состоянии, который образуется из нефти яковлевского и нижнехетского горизонтов при различных температурах, была рассчитана при помощи программы TUWAX (Университет Талса, Хьюстон).



Анализ результатов, представленных в таблице 1, позволяет сделать вывод о том, что нефть нижнехетского горизонта при температурах выше 26 °С будет недонасыщена парафином и риск образования твёрдой фазы парафина, при этих температурах отсутствует. Температуру 26 °С следует принять за нижний предел проведения процессов транспорта и деэмульсации с точки зрения недопущения рисков парафинообразования и, следовательно, увеличения времени разделения водонефтяной эмульсии. На основании изобары фазообразования для нефти нижнехетского горизонта при $t = 25$ °С образуется 0,015 % масс. парафина, что сопоставимо и даже превышает концентрацию деэмульгатора, используемого для разделения водонефтяной эмульсии. Это может многократно снизить эффективность и время разрушения эмульсии.

Следует заметить, что фазообразование парафина из нефти – обратимый процесс. Если при кратковременном снижении температуры ниже температуры насыщения нефти парафином ($t_{нп}$) имеет место образование твердой фазы парафина в объеме нефти, то последующий нагрев нефти до температуры $t_{нп} + 10$ °С позволит растворить твёрдый парафин в нефти за относительно короткое время.

Риск отложения АСПО в НКТ определяется температурой добываемого флюида. Равенство температуры насыщения нефти парафином с температурой стенки НКТ является необходимым условием начала парафинизации НКТ.

Расчёты, выполненные с помощью SPOW (ООО «РН-УфаНИПИнефть») – программного комплекса, позволяют определить зону начала выпадения парафина. Исходными параметрами для расчётов являются дебит, обводнённость, конструкция скважины, способ добычи, параметры флюида и содержание тяжелых компонентов нефти (асфальтенов, смол и парафинов).

В таблице 2 приведены результаты расчёта глубины начала отложения парафина и температуры начала выпадения парафина в зависимости от содержания парафина в нефти для скважины с дебитом 100 м³/сут и обводнённостью 5 %.

Как видно из данных приведенных в таблице 2 риск отложения АСПО определяется в основном содержанием парафина в добываемой нефти. Эти данные можно использовать для предварительного прогноза риска парафинизации скважины. Для более точного расчёта необходимо использовать программный комплекс SPOW.

Таблица 2 – Результаты расчёта ПК SPOW (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)

Содержание парафина, % масс.	Температура насыщения нефти парафином, °С	Глубина начала отложения, м	Температура начала выпадения парафина, °С
4	21	0	
5,5	30	210	24
6,8	35	406	28,6
7,5	37	485	30,4
8,7	40	603	33,2
10	42	682	35,0
12	45	800	37,8
14	47	879	39,7

Таким образом, при транспорте и подготовки нефти нижнехетского горизонта и их смесей с нефтью яковлевского горизонта температура нефти должна быть не менее 26 °С.

Ряд технологических мероприятий позволяет, если не полностью предотвратить, то значительно снизить интенсивность парафинизации. Спуск хвостовиков под насос, оборудование приема насоса различными газовыми якорями при погружении насоса под динамический уровень на 500–600 м, герметизация затрубного пространства насосных скважин для предотвращения улетучивания газа и лёгких фракций нефти, перевод скважин с периодической эксплуатации на непрерывную и создание противодавления на устье скважины позволяют намного снизить интенсивность отложения парафина.

Эффективно использование для депарафинизации НКТ электрических кабелей или погружных электронагревателей, постоянно находящихся в скважине и включаемых на период очистки.

Для ликвидации парафиновых пробок в скважинах эксплуатирующихся УЭЦН, возможно применение ручных лебедок со скребками различных конструкций, «греющихся снарядов» на кабеле.

Для удаления АСПО из нефтепроводных коммуникацией рекомендуется очистка трубопровода с помощью термохимических составов.

Для предотвращения выпадения АСПО повышают дебит скважины до парафинобезопасного, при котором на всей протяженности НКТ из-за увеличения скорости потока температура добываемой



пластовой продукции выше температуры ее насыщения парафином. В промышленных условиях это достигается увеличением проницаемости ПЗП обработкой реагентами, либо проведением гидроразрыва пласта. При неизменном дебите увеличения скорости потока можно достичь уменьшением диаметра лифтовых труб.

Эффективно использование для предотвращения выпадения АСПВ теплоизолированных лифтовых труб и труб с внутренним стеклоэмалевым покрытием для снижения адгезии АСПО.

Для предупреждения АСПО возможно использование ингибиторов.

Технологическая эффективность ингибиторов достигается при дозировке их в нефть в расчёте 200–300 г на 1 тонну нефти. Как правило, в течение первых 10 дней ингибитор в скважину подается в режиме «ударной дозировки», которая в 5–10 раз превышает оптимальную.

Для обеспечения надежной и быстрой доставки ингибитора к приему насоса или на забой скважины его целесообразно подавать в поток нефти, частично перепускаемой из выкидной линии в затрубное пространство. Целесообразно перепускать до 10 % добываемой продукции, но не более 3–4 м³.

При реализации данной технологии должно быть обеспечено постоянное обслуживание и регулирование технических средств на определенный расход ингибитора.

Литература:

1. Карпов Б.В., Воробьев В.П., Казаков В.Т. Предупреждение парафиноотложений при добыче нефти из скважин в осложнённых условиях путём применения магнитных устройств // Нефтепромысловое дело. – 1996. – 87 с.
2. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.
3. Люшин С.В., Репин Н.Н. О влиянии скорости потока на интенсивность отложения парафинов в трубах / Сборник «Борьба с отложениями парафина». – М. : Недра, 1965. – 340 с.
4. Рассказов В.А., Люшин С.Ф. Опыт борьбы с отложениями парафина. – М. : ВНИИОНГ, 1967. – 67 с.
5. Шайдаков В.В., Лаптев А.Б., Никитин Р.В. и др. Результаты применения магнитной обработки на скважинах, имеющих осложнения по АСПО и эмульсии // Проблемы нефти и газа: Тезисы докладов. III конгресс нефтегазопромышленников, Секция Н. – Уфа, 2001. – 122 с.
6. ОСТ 39.034-76 – Нефть. Метод определения температуры насыщения нефти парафином. Фотометрический способ (Дата актуализации: 01.01.2018).
7. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразование: предупреждение и удаление: в 2 томах: учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1. – 348 с.
8. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразование: предупреждение и удаление: в 2 томах: учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – № 348 с.

References:

1. Karpov B.V., Vorobiev V.P., Kazakov V.T. and others. Prevention of paraffin deposits in the extraction of oil from wells in complicated conditions through the use of magnetic devices // Neftepromyslovoye delo. – 1996. – 87 p.
2. Persiyantsev M.N. Oil production in complicated conditions. – M. : OOO Nedra-Business Center, 2000. – 653 p.
3. Lyushin S.V., Repin N.N. On the influence of the flow velocity on the intensity of paraffin deposition in the pipes / Sb. struggle with paraffin deposits. – M. : Nedra, 1965. – 340 p.
4. Rasskazov V.A., Lyushin S.F. Experience in controlling sediments of RNTS paraffin. – M. : VNIIONG. 1967. – 67 p.
5. Shaidakov V.V., Laptev A.B., Nikitin R.V. et al. Results of the application of magnetic treatment on wells having complications in AFS and emulsion // Problems of oil and gas: Abstracts. III Congress of Oil and Gas Producers, Section N. – Ufa, 2001. – 122 p.
6. OST 39.034-76 – Oil. Method for determining the temperature of oil saturation with paraffin. Photometric method (Date of update: 01/01/2018).
7. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asphalt-resin-paraffin deposits and hydrate formations: prevention and removal: in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – Т. 1. – 348 p.
8. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asphalt-resin-paraffin deposits and hydrate formations : prevention and removal: in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – Т. 2. – 348 p.