

Моделирование процесса образования органических отложений парафинового типа при эксплуатации скважин электроцентробежными насосами

М.А. Кищенко

магистр по направлению «Нефтегазовое дело»¹
max_kishchenko@mail.ru

А.Н. Александров

аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений²
sania.alexandro2012@yandex.ru;

М.К. Рогачев

д.т.н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений²
rogatchev@mail.ru

Е.А. Кибирев

начальник управления технологии добычи нефти департамента по технике и технологиям добычи нефти³
kibirev_ea@gazpromneft-ntc.ru

¹ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

²Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

³ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия

В данной работе представлены результаты исследования влияния параметров, управляющих работой установки ЭЦН, на условия образования и отложения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на основе модели движения высокопарафинистой нефти по стволу скважины с применением анализа гидродинамики системы «пласт-скважина-насос» и получены практические рекомендации для рассматриваемых условий.

Материалы и методы

В работе использовались результаты лабораторных исследований физико-химических свойств высокопарафинистой нефти, а также результаты моделирования движения высокопарафинистой нефти по стволу скважины, оборудованной УЭЦН, полученные в программном комплексе компании Schlumberger «PIPESIM».

Ключевые слова

эксплуатация скважин, осложненные условия, электроцентробежный насос, высокопарафинистая нефть, моделирование образования парафинов, температура насыщения нефти парафином, фазовые переходы, кристаллизация парафина

В результате широкого распространения в мире месторождений парафинистых нефтей, среди которых около половины приходится на высокопарафинистые и сверхвысокопарафинистые, проблема повышения эффективности эксплуатации скважин при разработке месторождений становится особо актуальной [1, 2]. При добыче парафинистых нефтей образование органических отложений в призабойной зоне пласта, скважинном и наземном нефтегазопромысловом оборудовании приводит к аварийным остановкам оборудования и его незапланированному текущему или капитальному ремонту.

В данной работе представлены результаты исследования влияния параметров, управляющих работой установки электрического центробежного насоса (далее — ЭЦН), на условия образования и отложения асфальтосмолопарафиновых отложений (далее — АСПО) на основе модели движения высокопарафинистой нефти по стволу скважины с применением анализа гидродинамики системы «пласт — скважина — насос» и получены практические рекомендации для рассматриваемых условий.

Для научно обоснованного подхода по предотвращению и удалению АСПО основное внимание должно быть уделено условиям, вызывающим фазовый переход парафина в твердое состояние. На данный процесс оказывает совокупное влияние множество факторов [1, 2, 3, 4, 5]:

- геолого-физические и технологические условия разработки месторождения;
- физико-химические свойства и компонентный состав пластовой нефти;
- изменение термобарических условий по стволу скважины;
- нарушение гидродинамического равновесия;
- изменение структуры и скорости потока;

- интенсивность разгазирования нефти;
- количество мехпримесей в нефти;
- обводненность;
- состояние внутренней поверхности оборудования (шероховатость).

Интенсивность образования АСПО зависит от преобладания одного или нескольких факторов, которые могут изменяться по времени и глубине, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными.

Повышение технологической эффективности при эксплуатации скважин, оборудованных ЭЦН, на месторождениях высокопарафинистых нефтей требует детального проектирования систем добычи. Для решения поставленных задач использован один из передовых симуляторов в области анализа и оптимизации систем добычи — продукт компании Schlumberger — PIPESIM [6]. Работа данного программного комплекса основана на построении и расчете модели течения установившегося многофазного потока от пласта до объектов системы сбора и подготовки. Статическое моделирование потока предполагает сохранение массового потока флюида в системе, т.е. накопление массы в системе не происходит [7].

Исходные данные

Объектом исследования является смоделированная для условий Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции гипотетическая скважина с геометрическими и геолого-физическими параметрами, характерными для условий разрабатываемой нефтяной залежи D2ef (таб. 1). Пластовая температура для указанной залежи составляет 62°C, а текущее пластовое давление — 19,6 МПа.

Результаты лабораторных исследований физико-химических свойств устьевого пробы безводной нефти представлены в таб. 2.

Параметры скважины

| | | |
|--|-------------------|-------|
| Дебит скважины по жидкости при ст. усл., м ³ /сут | Q _{ж.ст} | 85 |
| Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа | K _{прод} | 15 |
| Газовый фактор, м ³ /м ³ | Г | 72 |
| Давление на устье скважины, МПа | P _{уст} | 1,8 |
| Давление насыщения нефти газом, МПа | P _{нас} | 8,8 |
| Глубина скважины, м | L _c | 3000 |
| Глубина интервала перфорации, м | H _{перф} | 2925 |
| Глубина спуска насоса, м | H _{нас} | 2400 |
| Средняя величина наклона угла скважины, град | α | 2 |
| Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м | d _{ЭК} | 0,144 |
| Внутренний диаметр НКТ, м | d _{НКТ} | 0,062 |
| Температура нейтрального слоя, °С | T _о | 4 |
| Глубина нейтрального слоя, м | H _о | 30 |

Таб. 1 — Параметры скважины
Tab. 1 — Well parameters

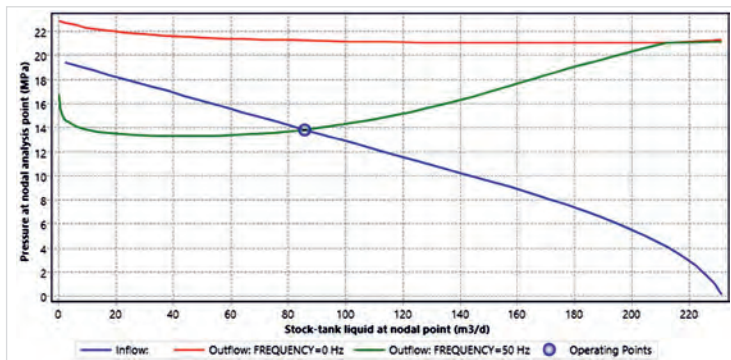


Рис. 1 — Совмещенная характеристика системы пласт–скважина без насоса и с его использованием

Fig. 1 — Combined characteristics of formation–well system with and without a pump

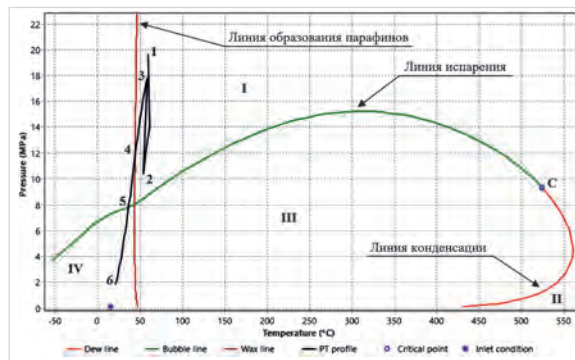


Рис. 2 — Диаграмма фазового равновесия углеводородной системы для залежи D_{2ef} построенная с использованием модуля Multiflash Wax

Fig. 2 — Phase equilibrium diagram of hydrocarbon system for pool D_{2ef} built with the Multiflash Wax module

Дегазированная нефть относится к особо легким, с плотностью 802 кг/м³. Температура застывания нефти составляет 40°C.

Групповой состав нефти определялся согласно ГОСТ 11851-85 и ускоренному методу хроматографического анализа нефтяных фракций, разработанному во ВНИИ НП [8]. Нефть относится к высокопарафинистым (содержание парафинов составляет 27,12% масс.), смолистым (содержание смол и асфальтенов — 3,56% масс. и 1,59% масс. соответственно) согласно [9].

Подбор насоса

На первом этапе был применен метод оценки производительности скважин в виде узлового анализа. Он позволяет разделить систему «пласт — скважина — насос» на компоненты, соединенные узловыми точками [10, 11, 12], визуально оценить влияние различных параметров на продуктивность пласта, работу лифта и погружного насоса. Поведение скважины определяется энергией пласта по обеспечению притока флюида к скважине и возможностью флюида подняться на поверхность. Точка пересечения кривой притока (индикаторной кривой) и кривой оттока называется рабочей точкой данной системы. Моделирование притока флюида на забой скважины, определяющего расход пласта при установленной на него депрессии, осуществлялось с помощью задания индекса продуктивности скважины с учетом поправки Вогеля. В разработанной модели узловая точка находится напротив интервала перфорации.

В процессе разработки начальное пластовое давление снизилось до 19,6 МПа. Применение узлового анализа позволило установить, что энергии подъема скважины недостаточно для подъема флюида до устья скважины — фонтанирование невозможно (красная линия, рис. 1).

С целью обеспечения скважины достаточной энергией для подъема флюида на поверхность и достижения запланированного дебита (85 м³/сут) выполнен подбор ЭЦН марки ESP TD600. Характеристика скважины с работающим насосом представлена зеленой линией на рис. 1. Наиболее подходящий насос подбирается из обширной базы данных по наибольшей эффективности, составляющей для подобранной модели насоса 65%. При выборе насоса были учтены потери между ступенями, поправка вязкости, эффекты внутрискважинной сепарации.

Фазовая диаграмма

По известным физико-химической характеристике и компонентному составу была разработана модель высокопарафинистой нефти, которая позволяет определить условия образования парафинов в газожидкостной смеси. Представленная на фазовой диаграмме (рис. 2) линия образования парафинов соответствует температуре насыщения исследуемой нефти парафином — 44°C. При температуре 20°C содержание парафина в нефти составляет 27% масс. Значения температуры насыщения нефти парафином и его массового содержания в представленной модели довольно близки к

экспериментально полученным данным при температуре 20°C и атмосферном давлении, указанным в таб. 2.

При нормальных условиях различные углеводородные компоненты, содержащиеся в нефти, образуют трехфазную систему. При пластовых условиях (высокой температуре и давлении) все компоненты образуют одну фазу — жидкую смесь. Нефть представляет собой многокомпонентную систему, поэтому диаграмма фазового равновесия в координатах «температура — давление», в отличие от индивидуальных веществ, представляет собой не единую кривую, а область, ограниченную линиями начала конденсации (линия росы) и начала испарения [13].

На первом этапе моделирования строится фазовая диаграмма углеводородной системы для залежи D_{2ef} . Слева от критической точки (C) и выше линии испарения (область I) углеводороды находятся в жидком состоянии, а справа и ниже линии конденсации (область II) — в газообразном. Внутри двухфазной границы между линиями начала конденсации и начала испарения (область III) могут сосуществовать вместе нефть и газ. При снижении температуры ниже линии образования парафинов система переходит в трехфазное состояние (область IV), дополнительно содержащей твердую фазу — парафин.

Также на фазовой диаграмме представлен смоделированный PT-профиль при движении флюида от продуктивного пласта до устья скважины. Начало расчета модели происходит в точке 1, описывающей пластовые условия. Точки 2 и 3 соответствуют термобарическим условиям на приеме и выкиде ЭЦН и описывают скачок давления и температуры, происходящий в насосе. При движении по колонне насосно-компрессорных труб (далее — НКТ) первоочередно наблюдается снижение температуры потока до температуры насыщения нефти парафином (точка 4), которое способствует началу их образования. Далее происходит снижение давления до точки насыщения нефти газом (точка 5), инициирующую потерю легких углеводородных фракций и способствует более интенсивному образованию парафиновых отложений. На участке между точками 5 и 6 (устье скважины) происходит движение 3-х фазной системы (жидкость, газ и твердые частицы).

Определение глубины образования АСПО

На рис. 3 представлено сопоставление

Физико-химическая характеристика дегазированной нефти залежи D_{2ef}

| Наименование параметра | Значение |
|--|----------|
| Плотность при 20°C, кг/м ³ | 802 |
| Температура застывания, °C | 40 |
| Температура насыщения нефти парафином, °C | 44 |
| Групповой углеводородный состав, % масс.: | |
| Парафино-нафтеновые углеводороды | 89,31 |
| в т.ч. парафины | 27,12 |
| Ароматические углеводороды | 5,55 |
| Смолы силикагелевые | 3,56 |
| Асфальтены | 1,59 |

Таб. 2 — Физико-химическая характеристика дегазированной нефти залежи D_{2ef}
Tab. 2 — Physical and chemical properties of degassed oil from pool D_{2ef}

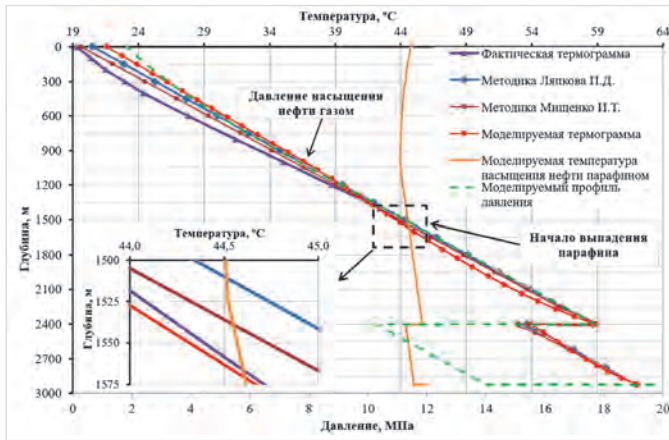


Рис. 3 — Определение глубины начала образования органических отложений
Fig. 3 — Determining depth of organic deposits

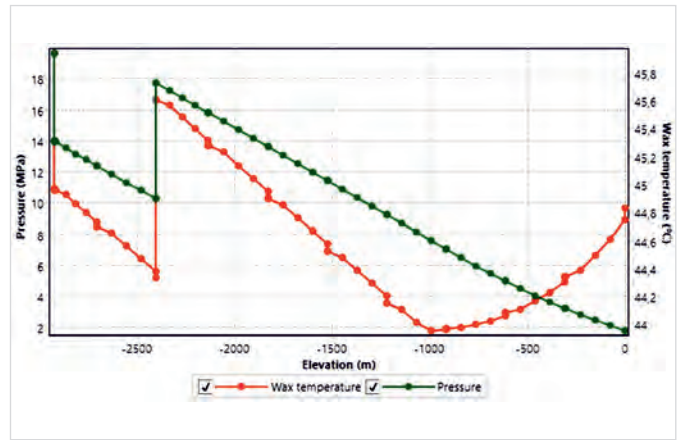


Рис. 4 — Профиль давления и температуры насыщения нефти парафином
Fig. 4 — Wax appearance temperature and pressure profile

фактической термограммы с профилями распределения температуры по стволу скважины, рассчитанными по формулам 1, 2, 3 и с применением комплексной механистической модели вертикального многофазного течения OLGAS. В этой модели выделяется два вида корреляций: двухфазная модель рассматривает газожидкостный поток, а трехфазная модель дополнительно учитывает твердые частицы.

Комплексная механистическая модель течения OLGAS применима для всех углов наклона, диаметров труб и свойств жидкости. В этой модели используются отдельные уравнения непрерывности для газовых и жидких капель, которые связаны посредством межфазного массопереноса. [7].

На графике изображена кривая температуры насыщения нефти парафином, полученная по модели Коутиньо в модуле Multiflash, позволяющая при пересечении с профилями температуры определить глубину начала образования парафиновых отложений в скважине (таб. 3).

Модель Коутиньо — это термодинамическая модель, основанная на концепции прогнозирования образования твердой фазы. Использование данной модели в сочетании с уравнением состояния (модель UNIQUAC) позволяет с высокой точностью предсказывать поведение нефти и ее модельных растворов при низких температурах [7, 14].

Распределение температуры по стволу скважины по методике Ляпкина П.Д. [15]:

$$T(H) = T_{пл} - (L_c - H) \cdot \frac{0,0034 + 0,79 \cdot \omega \cdot \cos \alpha}{10^{86-400-20 \cdot d^{2,67}}} \quad (1),$$

Определение глубины начала образования АСПО в скважине

| Метод расчета | Тнас., °C | H _{АСПО} , м |
|----------------------------|-----------|-----------------------|
| По Ляпкину П.Д. | 44,51 | 1510 |
| По Мищенко И.Т. | 44,55 | 1540 |
| По фактической термограмме | 44,59 | 1566 |
| По модели течения OLGAS | 44,62 | 1572 |

Таб. 3 — Определение глубины начала образования АСПО в скважине
Tab. 3 — Determining ARPD depth in a well

где $T_{пл}$ — пластовая температура, К; L_c — глубина скважины, м; H — текущая глубина, отсчитываемая от устья скважины, м; α — угол отклонения скважины от вертикали, градус; q — дебит жидкости, приведенный к стандартным условиям, м³/с; d — диаметр подъемника, м.

Распределение температуры по стволу скважины по методике Мищенко И.Т. [16]: для НКТ:

$$t(h) = t_{пл} \left\{ 1 - \frac{h}{c} \left[0,544 \left(623,7 \frac{d_{НКТ}}{Q_m} + 1 \right) \right] \right\} \quad (2),$$

для обсадных колонн:

$$t(h) = t_{пл} \left\{ 1 - \frac{h}{c} \left[0,544 \left(311,85 \frac{d_{ок}}{Q_m} + 1 \right) \right] \right\} \quad (3),$$

где $t_{пл}$ — пластовая температура, °C; h — глубина отсчитываемая от забоя, м; Q_m — массовый дебит скважины, т/сут; $d_{НКТ}$ — внутренний диаметр колонны НКТ, м; $d_{ок}$ — внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; c — удельная теплоемкость продукции скважины, Дж/кг·°C

Таким образом, сопоставление фактической термограммы с профилями распределения температуры по стволу скважины, рассчитанными по методикам Ляпкина П.Д., Мищенко И.Т. и построенной с использованием комплексной механистической модели вертикального многофазного течения OLGAS показало, что для рассматриваемых условий наибольшая сходимость с промышленными результатами исследований распределения температуры по стволу скважины и фактической глубины начала образования АСПО обеспечивается с применением модели многофазного течения OLGAS.

Характер изменения температуры насыщения нефти парафином

Под температурой насыщения нефти парафином понимают температуру, при которой парафины из растворенного состояния переходят в твердую фазу (в нефти появляются первые кристаллы парафина). На данный параметр оказывают влияние множество факторов, основными из которых являются: физико-химические свойства и компонентный состав пластовой нефти, содержание парафинов, интенсивность разгазирования, градиент давления по стволу скважины [3].

На рис. 4 приводится совместный профиль температуры насыщения нефти парафином и

давления по стволу скважины. Важно отметить, что характер изменения указанных параметров соответствует диаграмме фазового равновесия углеводородной системы (рис. 3).

Уменьшение температуры насыщения нефти парафином при ее движении к забою скважины обусловлено проявлением дроссельного эффекта при создании депрессии на продуктивный пласт. Значительное повышение температуры насыщения нефти парафином происходит в насосе, что обусловлено резким ростом давления в системе. На участках от интервала перфорации до приема насоса (2925–2400 м) и от выкида насоса до точки насыщения нефти газом (2400–1000 м) наблюдается линейная зависимость снижения температуры насыщения нефти парафином при уменьшающемся давлении в системе. Начиная с глубины 1000 метров, наблюдается повышение температуры насыщения нефти парафином, что обусловлено интенсивным выделением легких фракций нефти и, вследствие этого, уменьшением растворяющей способности нефти по отношению к парафинам, а также по причине охлаждения движущегося по стволу скважины нефтяного потока. Следует отметить, что возникающие при этом газовые глобулы являются массообменными promotорами роста парафиновых кристаллов [17, 18].

Влияние обводненности исследуемой нефти на глубину образования АСПО

В работе Глуценко В.Н. [1] представлен глубокий анализ литературы и промышленного материала по вопросу влияния обводненности нефти на характер образования органических отложений. Во многих работах отмечается уменьшение интенсивности образования АСПО с ростом обводненности продукции скважин. Это объясняется снижением адгезии к гидрофильной стальной поверхности, падением темпа охлаждения вследствие большей теплоемкости воды по сравнению с нефтью. На рис. 5 видно, что при увеличении обводненности добываемой продукции устьева температура возрастает по причине снижения темпа охлаждения потока.

Также в работе [1] выделяется ряд исследователей, в трудах которых показано негативное влияние обводненности. Это объясняется общим снижением температуры обводняющихся месторождений, значительным поглощением газа водой со снижением

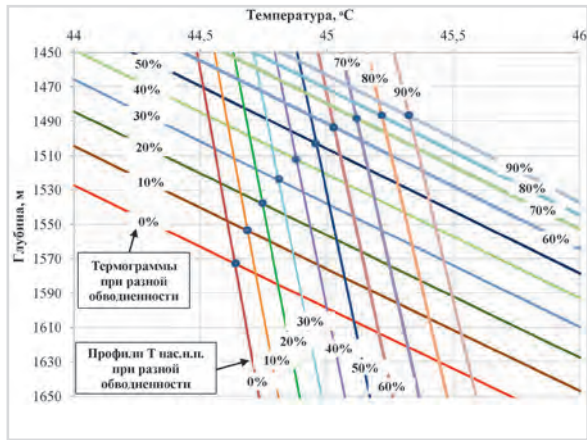


Рис. 6 — Зависимость глубины образования АСПО в скважине с ростом обводненности
Fig. 6 — ARPD depth in well against water content increase

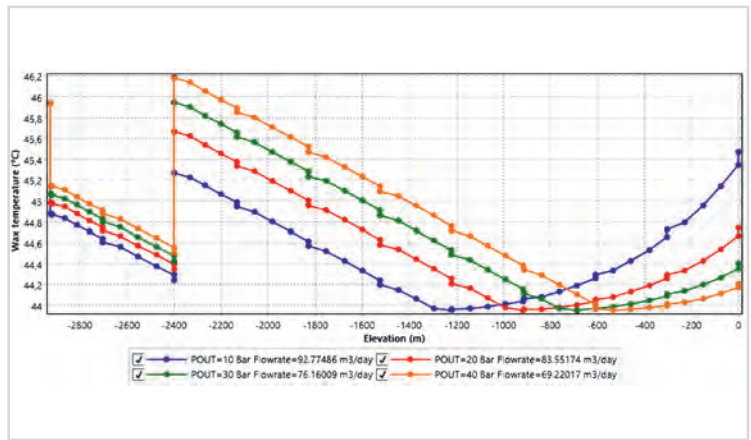


Рис. 7 — Изменение температуры насыщения нефти парафином при создании различных буферных давлений
Fig. 7 — Changes in wax appearance temperature at different buffered pressures

растворимости парафина в нефти, привнесение в объем большого количества мехпримесей, повышением температуры насыщения нефти парафином на несколько градусов и т.д.

Результаты моделирования показали, что с ростом обводненности скважинной продукции происходит уменьшение глубины начала образования АСПО в колонне НКТ (рис. 6).

Таким образом, уменьшение интервала образования АСПО в скважине для рассматриваемых условий вызвано снижением доли высокомолекулярных углеводородов в скважинной продукции в процессе разработки месторождения, гидрофиллизацией внутренней поверхности колонны НКТ, а также снижением темпа охлаждения потока.

Влияние величины буферного давления на глубину образования АСПО (метод штуцирования)

Множество промысловых данных демонстрируют обратную зависимость величины остаточной газонасыщенности нефти на глубину образования АСПО в стволе скважины [1]. Например, на месторождении Жанажол рост устьевого давления предотвращал резкое разгазирование, что в свою очередь приводило к резкому снижению интенсивности образования АСПО. Другой пример — добыча высокопарафинистой нефти на Тенгутинской площади в Казахстане. В начале эксплуатации месторождения при высоком газовом факторе осложнений с образованием АСПО не было. В ходе разработки залежи уменьшались пластовое и буферное давления, газовый фактор, что привело к интенсивному запарафиниванию подземного и наземного оборудования.

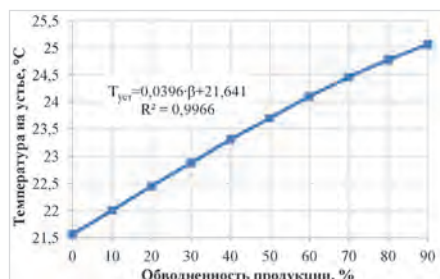


Рис. 5 — Зависимость устьевого температуры от обводненности продукции скважины
Fig. 5 — Wellhead temperature against water content in flowstream

Поэтому одним из эффективных методов борьбы с образованием АСПО является предотвращение негативного влияния выделяющегося газа методом штуцирования с целью подъема буферного давления [17, 19]. Положительный эффект заключается в сокращении времени нахождения скважин в простое с одновременным ростом их дебитов.

Полученные результаты моделирования подтвердили, что увеличение противодавления на устье скважины приводит к смещению глубины начала разгазирования вверх по стволу (рис. 7). В связи с этим увеличение буферного давления на устье скважины может служить одним из методов предупреждения образования АСПО в колонне НКТ, если интервал парафинообразования расположен выше точки начала разгазирования.

Для рассматриваемых условий, когда образование органических отложений в стволе скважины происходит раньше начала разгазирования нефти, наблюдается отрицательный результат, при котором увеличение буферного давления приводит к росту температуры насыщения нефти парафином и, следовательно, более раннему образованию органических отложений в стволе скважины (рис. 8). Таким образом, выявлена область эффективного применения метода штуцирования как способа борьбы с образованием АСПО.

В приведенном примере был использован инструмент оценки чувствительности для граничных условий модели. Нужно учесть, что при изменении одного параметра в модели, все остальные остаются неизменными.

Влияние частоты вращения ЭЦН на глубину образования АСПО

Одним из важнейших параметров, оказывающих влияние на интенсивность парафинизации внутрискважинного оборудования, является скорость потока. Ускорение нефтяного потока приводит к снижению перепада температуры по стволу скважины, изменению структуры и дисперсности газожидкостного потока, снижению скорости накопления отложений. В целом, наблюдается позитивное влияние рассматриваемого параметра при его изменении до некоторой критической величины, характерной переходу от ламинарного к турбулентному режиму течения [1, 2, 18, 20, 21].

На рис. 9 представлено изменение глубины начала образования АСПО в скважине

в зависимости от частоты вращения ЭЦН. Помимо этого, на скорость потока можно влиять путем изменения числа ступеней в насосе и диаметра колонны НКТ, что также приводит к изменению напорно-расходной характеристики насоса.

Итоги

1. По известным физико-химической характеристике и компонентному составу исследуемой нефти была разработана модель высокопарафинистой нефти с помощью модуля Multiflash Wax. На ее основе построена диаграмма фазового равновесия углеводородной системы с нанесенным РТ-профилем движения флюида от продуктивного пласта до устья скважины и определены характерные точки фазовых переходов. Определена температура насыщения нефти парафином - 44°C, содержание которого к 20°C в исследуемой нефти достигает 27% масс.
2. Применен метод оценки производительности скважин в виде узлового анализа. С целью обеспечения скважины достаточной энергией для подъема флюида на поверхность и достижения запланированного дебита выполнен подбор ЭЦН. На основе моделирования движения высокопарафинистой нефти по стволу скважины исследовано влияние различных факторов на глубину начала образования органических отложений.

Выводы

1. Установлена высокая сходимость фактической термограммы с расчетными профилями температуры по методикам П.Д. Ляпкина и И.Т. Мищенко. Это позволяет полагаться на достоверность приведенных методик в случае отсутствия промысловых результатов исследований распределения температуры по стволу скважины. Однако для рассматриваемых условий наиболее близкое к фактическому значению глубины начала образования органических отложений получено при использовании комплексной механистической модели вертикального многофазного течения OLGAS.
2. Определен характер изменения температуры насыщения нефти парафином по стволу скважины. Важно отметить, что наиболее ярко эти изменения проявляются при создании депрессии на продуктивный пласт и увеличении давления в ЭЦН. При разгазировании температура насыщения нефти парафином

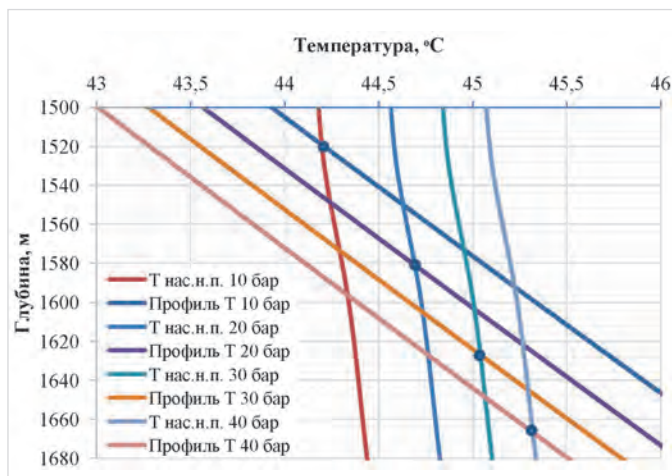


Рис. 8 — Влияние буферного давления на глубину образования АСПО
Fig. 8 — Influence of buffered pressure on ARPD formation depth

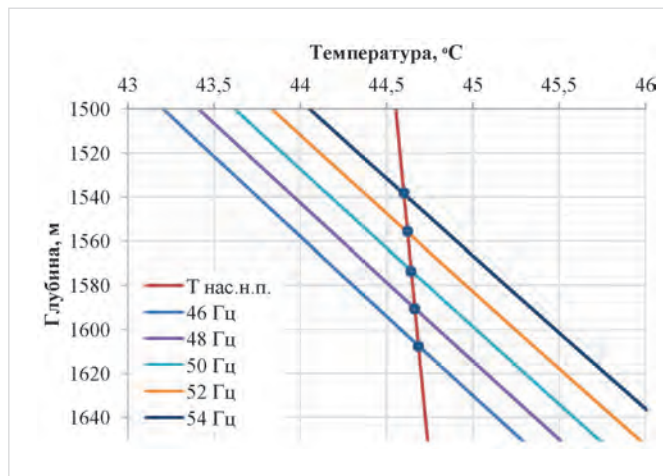


Рис. 9 — Влияние частоты вращения ЭЦН на глубину начала образования АСПО в скважине
Fig. 9 — Influence of electric submersible pump rotation rate on depth of initial ARPD formation in well

повышается по причине уменьшения содержания в ней легких фракций.

3. В качестве рекомендации по влиянию на один из основных факторов образования АСПО в скважине — температуры, предлагается применение типоразмеров УЭЦН с большей производительностью, чем требуется для достижения планируемого дебита, что, в свою очередь, приведет к смещению рабочей точки в правую сторону на напорно-расходной характеристике и тем самым обеспечит дополнительный нагрев скважинной продукции.

4. Выполнена количественная оценка влияния частоты питающего тока УЭЦН на глубину начала образования АСПО в скважине. Наряду с увеличением частоты, повлиять на рост скорости потока можно путем уменьшения внутреннего диаметра колонны НКТ и добавлением числа ступеней, что также приводит к изменению напорно-расходной характеристики насоса.

5. Установлена зависимость глубины начала образования АСПО по стволу скважины от обводненности добываемой высокопарафинистой нефти. Уменьшение интервала образования АСПО в скважине вызвано снижением доли высокомолекулярных углеводородов в скважинной продукции в процессе разработки месторождения, гидрофилизацией внутренней поверхности колонны НКТ, а также снижением темпа охлаждения потока.

6. Выявлена область эффективного применения метода штурцирования (увеличение

буферного давления) как способа борьбы с образованием АСПО. Положительный эффект наблюдается в случае, когда образование отложений в скважине происходит после начала разгазирования. В ином случае наблюдается отрицательный результат, при котором увеличение буферного давления приводит к росту температуры насыщения нефти парафином и, следовательно, более раннему образованию органических отложений в стволе скважины.

Литература

1. Глуценко В.Н., Силин В.Н., Герин Ю.Г. Нефтепромысловая химия. Том 5. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений. М.: Интерконтакт Наука, 2009. 480 с.
2. Ибрагимов Н.Г., Тронов В.П., Гуськова И.А. Теория и практика методов борьбы с органическими отложениями на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. М.: Нефтяное хозяйство, 2011. 240 с.
3. Каменщиков Ф.А. Тепловая депарафинизация скважин. М.—Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. 254 с.
5. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с осложнениями при добыче нефти. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. 295 с.
7. Schumberger PIPESIM [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.sis.slb.ru/pipesim/> (дата обращения 15.04.18)

8. Потоловский Л.А. Методы исследования нефтей и нефтепродуктов. М.: Гостехиздат, 1955. 322 с.

9. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Нормативно-методическая документация. М.: ЕКОЭН, 2016. 320 с.

10. Brown K.E., Lea J.F. Nodal systems analysis of oil and gas wells // Journal of petroleum technology, 1985, issue 10, pp. 1751–1763.

11. Guo B. Petroleum production engineering, a computer-assisted approach. Gulf Professional Publishing, 2011. 312 p.

13. Дейк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров. М.—Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. 668 с.

14. Coutinho J.A.P., Pauly J., Daridon J.L. A thermodynamic model to predict wax formation in petroleum fluids // Brazilian journal of chemical engineering, 2001, v.18, issue 4, pp. 411–422.

15. Ляпков П.Д. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине. М.: МИНГ. 1987. 71 с.

16. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М.: Нефть и газ, 2003. 816 с.

18. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними // М.: Недра, 1969. 192 с.

20. Абдуллин Р.А. Влияние некоторых факторов на интенсивность отложения парафина в подъемных трубах // Нефтяное хозяйство. 1963. №4. С. 67–69.

Simulation of wax deposits formation in wells using electric submersible pumps

UDC 622.276

Authors:

Maxim A. Kischenko — master of petroleum engineering¹; max_kishchenko@mail.ru

Aleksandr N. Aleksandrov — postgraduate at the department of development and operation of oil and gas fields²; sania.alexandro2012@yandex.ru

Mikhail K. Rogachev — Ph.D., professor, head of oil and gas field development chair²; rogachev@mail.ru

Evgeny A. Kibirev — head of oil production technology, technology and methods of oil production department³; kibirev.ea@gazpromneft-ntc.ru;

¹RN-Yuganskneftegaz LLC, Nefteyugansk, Russian Federation

²Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russian Federation

³Gazpromneft-NTC LLC, Saint Petersburg, Russian Federation

Abstract

The paper shows how parameters of the electric submersible pump installation influence the conditions of formation of asphaltene, resin and paraffin deposits (ARPD) based on the model of high-wax oil moving along the well bore using the hydrodynamic analysis of the formation-well-pump system.

Practical recommendations for the conditions under consideration were obtained.

Materials and methods

The paper used results of lab researches of physical and chemical properties of high-wax oil as well as the results of simulation of high-wax oil moving along the well bore equipped with ESP, carried out in PIPESIM software by Schlumberger.

Results

1. Using known physical-chemical characteristics and blend composition of the studied oil a high-wax oil model was built using the Multiflash Wax module. It was used as a basis for a phase equilibrium diagram of a hydrocarbon system with a PT-profile of fluid moving from productive horizon to wellhead and to determine characteristic points of phase transitions. The wax appearance temperature was determined at 44°C; by 20°C its content reaches 27% of mass.
2. Nodal analysis was used to evaluate

productivity of the well. Due to decrease in formation pressure during field development the productive horizon proved to be short of productive potential, not sufficient to provide blowing. An electric submersible pump was handpicked and factors affecting the depth of organic deposits while using it were studied.

Conclusions

1. High convergence was established between the actual temperature log and the calculated temperature profiles of P.D. Lyapkov and I.T. Mischenko. This makes it possible to rely on these methods if field study results for temperature distribution in the well bore are not available. However, the closest value to the actual depth of initial organic deposits was produced from a complex mechanistic model of vertical multiphase flow OLGAS.
2. The nature of wax appearance temperature changes in the well bore was determined. Those changes were most prominent when creating a depression on the productive formation and increasing pressure in ESP. During degassing the wax appearance temperature increases due to lower content of light fractions.
3. To influence on one of the main ARPD formation factors in the well - the temperature - it is recommended to use ESP nominal sizes with bigger productivity that required for the planned rate of flow, which

will result in hotter flowstream.

4. The influence of ESP rotation rate on depth of ARPD formation in well was estimated. Besides increased rotation, another way to influence the flowstream is to decrease the tubing internal diameter and add more steps, which would also lead to altered pressure and discharge characteristics of a pump.
5. The dependency of initial ARPD formation depth in the well on the water content of the high-wax oil was established. Decreased interval of ARPD formation in the well was caused by decrease in share of high-molecular hydrocarbons in the flowstream during oil field development, hydrophilization of the tubing internal surface and slower cooling of the stream.
6. An area was identified for efficient choke restriction (buffered pressure increase) as a way to fight ARPD formation. The positive effect is observed in case when deposits in a bore start to form after beginning of degassing. Otherwise the result is negative, and the increase of buffered pressure leads to increase of wax appearance temperature and consequently to earlier formation of organic deposits in the well bore.

Keywords

well operation, complicated conditions, electric submersible pumps, wax formation simulation, wax appearance temperature, phase transitions, wax crystallization

References

1. Glushchenko V.N., Silin V.N., Gerin Yu.G. Neftepromyslovaya khimiya. Tom 5. Preduprezhdenie i ustranenie asfal'tenosmoloparaffinovykh otlozheniy [Prevention and elimination of asphaltene-osmoloparaffin deposits. Oilfield chemistry]. Moscow: Interkontakt Nauka, 2009, 480 p.
2. Ibragimov N.G., Tronov V.P., Gus'kova I.A. Teoriya i praktika metodov bor'by s organicheskimi otlozheniyami na pozdney stadii razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy [Theory and practice of methods for controlling organic deposits at the late stage of oil field development]. Moscow: Neftyanoe khozyaystvo, 2010, 240 p.
3. Kamenshchikov F.A. Teplovaya deparafinizatsiya skvazhin [Thermal dewaxing of wells]. Moscow-Izhevsk: NITs «Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika», 2005, 254 p.
5. Rogachev M.K., Strizhnev K.V. Bor'ba s oslozhneniyami pri dobyche nefli [Combating the complications of oil production] Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2006, 296 p.
7. Schumberger PIPESIM. Available at: <http://www.sis.slb.ru/pipesim/> (accessed 15 April 2018).
8. Potolovskiy L.A. Metody issledovaniya neftey i nefteproduktov [Methods of oil and oil products research]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1955, 320 p.
9. Klassifikatsiya zapasov i resursov neftey i goryuchikh gazov. Normativno-metodicheskaya dokumentatsiya [Classification of reserves and resources of oil and combustible gases. Normative and methodological documentation]. Moscow: ESOEN, 2016, 323 p.
10. Brown K.E., Lea J.F. Nodal systems analysis of oil and gas wells // Journal of petroleum technology, 1985, issue 10, pp. 1751–1763.
11. Guo B. Petroleum production engineering, a computer-assisted approach. Gulf Professional Publishing, 2011. 312 p.
13. Dake LP. Prakticheskiy inzhiniring rezervuarov [Practical engineering of reservoirs]. Moscow-Izhevsk: Institute for Computer Research, SRC "Regular and chaotic dynamics, 2008, 668 p.
14. Coutinho J.A.P., Pauly J., Daridon J.L. A thermodynamic model to predict wax formation in petroleum fluids // Brazilian journal of chemical engineering, 2001, v.18, issue 4. pp. 411–422.
15. Lyapkov P.D. Podbor ustanovki pogruzhnogo tsentroběžhnogo nasosa k skvazhine [Selection of a submersible centrifugal pump installation for a well]. Moscow: MING, 1987, 69 p.
16. Mishchenko I.T. Skvazhinnaya dobycha nefli [Downhole oil production]. Moscow: Oil and Gas, 2003, 816 p.
18. Tronov V.P. Mekhanizm obrazovaniya smolo-paraffinovykh otlozheniy i bor'ba s nimi [Mechanism of formation of resin-paraffin deposits and their control]. Moscow: Nedra, 1969, 192 p.
20. Abdullin R.A. Vliyanie nekotorykh faktorov na intensivnost' otlozheniya parafina v pod'emnykh trubakh [Influence of some factors on the intensity of paraffin deposition in lifting pipes]. Oil Industry, 1963, issue 4, pp. 67–69.