БОРЬБА С ОТЛОЖЕНИЯМИ ПАРАФИНОВЫХ, АСФАЛЬТОСМОЛИСТЫХ КОМПОНЕНТОВ НЕФТИ

CONTROL DEPOSITS OF PARAFFIN, ASPHALT-RESIN COMPONENTS OF OIL

В нефтедобывающей отрасли России в настоящее время происходит постоянный рост доли трудноизвлекаемых запасов, характеризующихся низкопроницаемыми коллекторами и высокой вязкостью. Кроме того, добыча нефти и газа на большинстве крупных месторождений осложняется выносом механических примесей, асфальтосмолопарафиновыми (АСПО) и гидратными отложениями, а также отложением неорганических солей в скважинах. Одна из наиболее проблем в нефтяной отрасли — это выпадение парафиновых отложений на внутренней поверхности стенок труб при добыче и транспортировке нефти. АСПО — природный композитный материал, который состоит из органических и минеральных соединений. Отложения в своей основе представляют собой «мазеподобную» суспензию, либо эмульсию с высокой адгезией к различным поверхностям. Самым важным в проблеме образования данных соединений является не выделение парафинов в потоке пластовой жидкости, а их отложение на поверхности технологического оборудования. Причем для отложений парафина на стенках труб необходимо, чтобы их температура была ниже перекачиваемой жидкости. В результате отложения АСПО внутри насосно-компрессорных труб (НКТ) сужается поперечное сечение труб, возрастает сопротивление движению жидкости и перемещению колонны штанг, увеличивается нагрузка на голову балансира СК, нарушается его уравновешенность, уменьшается коэффициент подачи. Все существующие на сегодняшний день методы борьбы с АСПО являются в большей степени периодическими, позволяющие лишь в той или иной мере увеличить межремонтный период технологического оборудования.

The current situation in the oil sector of Russia is characterized by a constant increase in the share of tight oil reserves, defined by low-permeability reservoirs and high viscosity. In addition, the production of oil and gas in most major fields is complicated by the removal of mechanical impurities, asphalt-resin-wax (ARW) and hydrate deposits as well as deposition of inorganic salts in wells. One of the most important problems in the oil industry is the deposition of paraffin deposits on the walls inner surfaces of tubings in the extraction and transportation of oil. AFS — natural composite material that consists of organic and mineral compounds. Deposits in their essence are represent «the greasy» suspension, or emulsion highly adhesive to various surfaces. The most important in the problem of these compounds formation is not the allocation of paraffins in the reservoir fluid flow but their deposition on the surface of process equipment. Moreover, for the paraffins to deposit on pipe wall the necessary condition is that temperature to be lower than that one of the liquid pumped. In the result of paraffin deposition inside the tubing the cross section of the pipe narrows, increasing the resistance to fluid flow and rod string displacement; the load on the head balancer SK increases, disturbing its balance and delivery rate decreases. All currently existing methods of dealing with AFS are mainly on non-regular basis allowing only to a certain extent to increase the turnaround time of the process equipment.

Акрамов Т. Ф., Яркеева Н. Р.
Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

T. F. Akramov, N. R. Iarkeeva
Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Ключевые слова:
асфальтосмолопарафиновые
отложения (АСПО), методы
удаления, интенсивность
образования, обводненность,
реагент, методы предотвращения.

Key words:
asphalt-resin-paraffin deposits
(ARWD), methods of removal,
intensity of education, watercut,
reagent, methods of prevention..

Многолетняя практика эксплуатации скважин, добывающих парафинистую нефть, показала, что без проведения работ по предотвращению и удалению АСПО в трубопроводах и нефтепромысловом оборудовании, подъемных трубах, выкидных линиях и промысловых емкостях нельзя эффективно решать вопросы оптимизации добычи и сбора нефти [1]. На интенсивность образования АСПО в скважинах влияет ряд факторов:

- физико-химические характеристики пластовой жидкости;
- групповой химический состав пластовой жидкости;
- термобарические условия (давление на забое и в стволе скважины, температура в пласте и в стволе скважины);
- газовый фактор;

- содержание асфальтосмоловых веществ и парафинов;
- гидродинамические характеристики потока пластовых флюидов;
- конструкция скважины;
- шероховатость стенок труб;
- фильтрационно-структурные характеристики призабойной зоны пласта (ПЗП).

Для успешной борьбы с отложениями парафина необходимо определить основные термодинамические параметры газожидкостного потока в скважине — изменение температуры и давления по стволу скважины, давление насыщения нефти газом, а также глубину и интенсивность отложения парафина в зависимости от производительности скважины и обводненности ее продукции.

Необходимы также данные о составе парафиновых отложений и температуры их плавления.

Проблему образования АСПО можно также связать с тем, что многие из месторождений в России находятся на поздней стадии разработки, характеризующейся высокой обводненностью продукции. С увеличением обводненности может наблюдаться увеличение доли смол и асфальтенов в добываемой нефти и, следовательно, повышение вероятности образования АСПО в подземном оборудовании. Учитывая общемировую и российскую практику, существует два вида борьбы с АСПО, один из которых направлен на их удаление, а другой на предупреждение.

В настоящее время в промышленной практике наибольшую значимость как в России, так и за рубежом имеют следующие методы удаления АСПО на действующем оборудовании:

1. Механические — применение всевозможных скребков. Недостатки методов — отказы механических устройств скребков и лебедок; застревание скребков в запарафиненных трубах. Но главное — они не могут быть применены для очистки призабойной зоны от парафина.

В последние годы получили применение скребки-центраторы, выполненные из пластика и монтируемые на штангах с помощью специальных термопластавтоматов. Применение НКТ с покрытиями в таких скважинах повышает эффективность их эксплуатации.

2. Тепловые — весьма эффективные методы. Заключаются в применении греющих кабелей и проведении обработок горячей нефтью, водой или паром.

Метод основан на способности асфальтосмолопарафиновых отложений плавиться при температурах, превышающих точки их кристаллизации. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла (например, паропередвижные установки), который должен быть помещен непосредственно в зону отложений.

Среди тепловых методов известны следующие:

а) подача в скважину теплоносителей — пара и жидкости;

б) помещение теплоисточника в ствол скважины или на забой (электронагреватели, химические термогенераторы);

в) подача пара в скважину вызывает его конденсацию и охлаждение, поэтому уже на глубине 200–300 м температура жидкости становится ниже температуры плавления парафина;

г) использование ППУ (паропередвижные установки) для очистки устьевой арматуры, манифольдов и выкидных трубопроводов, а также поднятого из скважины оборудования и труб;

3. Химические — широко используемые, но довольно дорогостоящие методы, которые заключаются в применении растворителей для растворения образовавшихся парафиновых отложений, а также ингибиторов парафиноотложения для предотвращения выпадения АСПО на стенках НКТ.

Химические методы базируются на дозировании в добываемую продукцию химических соединений, уменьшающих, а иногда и полностью предотвращающих образование отложений. В основе действия ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела между жидкой фазой и поверхностью металла трубы.

В настоящее время вследствие высокой стоимости химических реагентов проблема не в их приобретении, а в экономном использовании. Поэтому на первый план выдвигается разработка наиболее эффективных способов доставки реагентов в скважину [2, 3].

Химические способы удаления парафиновых отложений с поверхности нефтепромыслового оборудования находят в последнее время широкое применение. Для этих целей используются различного рода растворители — отходы химической промышленности.

4. Физические — воздействие на продукцию скважин физическими полями, например, ультразвуковыми или магнитными. Разработкой всевозможных ультразвуковых устройств для этой цели занимался целый ряд фирм, но используются они крайне редко.

К физическим методам относятся:

- магнитный;
- акустический;
- гидродинамический.

Магнитный метод базируется на создании магнитного поля в потоке жидкости и образовании центров кристаллизации по всему объему нефтяного потока, что способствует более интенсивному выносу парафина.

Для предупреждения образования АСПО используют:

- специальные покрытия для НКТ;
- физические методы;
- химические методы;
- тепловые методы.

Для борьбы с отложениями парафина в лифтовых колоннах скважин наиболее широко используются защитные покрытия, в качестве которых применяют полярные (гидрофильные) материалы с диэлектрической проницаемостью 5–8 ед., обладающие низкой адгезией к парафину и имеющие гладкую поверхность.

Физические методы предотвращения заключаются в создании вибраций погружного оборудования, а также вибрационных и электрических сигналов.

К химическим методам относится использование ингибиторов, модификаторов, депрессаторов и диспергаторов.

Использование химических реагентов для предотвращения образования АСПО во многих случаях совмещается:

- с процессом разрушения устойчивых нефтяных эмульсий;

- защитой нефтепромыслового оборудования от коррозии;
- защитой от солеотложений;
- процессом формирования оптимальных структур газожидкостного потока.

К тепловым методам можно отнести использование нагревательных кабельных линий (НКЛ) [4, 5].

Основные методы депарафинизации скважин, применяющиеся на Российских нефтегазодобывающих предприятиях:

- скребки-пробойники (стационарные и передвижные);
- скребки-центраторы;
- промывка скважины горячей нефтью с помощью АДПН (агрегат депарафинизации нефти);
- ингибиторы (как погружные, так и периодически закачиваемые);
- НКТ с защитным покрытием.

Чекмагушевским УДНГ (управление по добыче нефти и газа) разрабатывается 16 нефтяных месторождений. Всего находится в разработке 263 залежи. Нефти продуктивных отложений являются высоковязкими, тяжелыми, сернистыми, с низким выходом легких фракций, т. е. парафинистыми и высокосмолистыми. Скважины, осложненные АСПО, эмульсией, неорганическими солеотложениями составляют 22 % от действующего фонда (рисунок 1).

Рисунок 1.

Распределение осложненного фонда Чекмагушевского УДНГ

Для борьбы с осложнениями в нефтедобыче в ЧУДНГ применяются методы предупреждения и удаления отложений, причем львиная доля приходится на применение различных химических реагентов в борьбе с АСПО. Борьба с АСПО ведется по трем классическим направлениям: механическому удалению АСПО, тепловом воздействию и применении химических реагентов. Для механического удаления АСПО на скважинах спущены скребковые штанги (рисунок 2).

Рисунок 2.

Скребки: 1 — неподвижные скребки; 2 — скребки-центраторы

В целом, по их применению в скважинах наблюдается положительный эффект. Так, уменьшение нагрузки в среднем по Чекмагушевскому УДНГ составляет 1,2 раза, снижение динамического уровня на 150 м. Увеличение МРП (межремонтного периода) позволяет делать выводы о перспективности данного метода.

Одним из методов борьбы с АСПО является обработка скважин горячей нефтью при помощи агрегата АДПМ (агрегат депарафинизации нефти). В ЧУДНГ довольно широко применяются такие обработки скважин (более 200 обработок ежегодно). Но все же, с каждым годом обработки горячей нефтью понемногу сокращаются. Это связано с тем, что тепловые обработки скважин недостаточно эффективны и требуют больших затрат (расход около 12 м³ нефти на одну скважину).

Поэтому за основное направление борьбы с АСПО принимается применение химических реагентов, которое заключается в предупреждении отложений с помощью ингибиторов и удалении их растворителем. Рассмотрим на примере Саитовского месторождения.

В действующем фонде Саитовского месторождения находится 136 добывающих скважин, 13 пьезометрических и 34 нагнетательные скважины. Из них 67 добывающих скважин (49,3 % от действующего фонда) относятся к осложненному фонду, в том числе асфальтосмоло-парафиновыми отложениями (АСПО) осложнены 57 скважин

(41,9 % от действующего фонда), высоковязкой внутрискважинной эмульсией (ВВЭ) 11 скважин (8,1 % от действующего фонда), отложениями неорганических солей 5 скважин (3,7 % от действующего фонда). Все скважины осложненного фонда оборудованы УСШН.

На данном месторождении широко используется химический метод борьбы с АСПО, при котором применяют ряд растворителей и ингибиторов. В качестве растворителей и ингибиторов используют следующие химические реагенты:

1. ФЛЭК-Р-021 — для удаления АСПО из металлопластовых и футерованных полимерами трубопроводов;
2. KR-4R — применяется для борьбы с АСПО на внутрискважинном оборудовании и в порах и трещинах фильтрационной корки коллектора;
3. СОНПАР-5401, СОНПАР-5402, СОНПАР-5403 — применяется для борьбы с АСПО на внутрискважинном оборудовании;

4. СНПХ-7941 — применяется для борьбы с АСПО на внутрискважинном оборудовании.

Проанализируем работу группы скважин Саитовского месторождения (рисунок 3).

Можно отметить, что после организации систематических обработок скважин относительно стабилизировались основные эксплуатационные показатели. В частности, на рисунке показаны фактические нагрузки на полированный шток по 9 скважинам Саитовского месторождения.

Вторым направлением в предупреждении отложений являются так называемые планово-предупредительные обработки ГНО растворителями АСПО. Таким способом обрабатывается 80 скважин. В среднем на 1 скважину приходится около 7 обработок в год. Периодичность таких обработок составляет 1 раз в 1–3 мес. и уточняется по результатам промышленного применения технологии. Такой пример по скважине Саитовского месторождения приведем ниже.

Рисунок 3.
Изменения нагрузок по скважинам Саитовского месторождения

Рисунок 4.
Динамограмма, снятая в скважине с наличием АСПО в ГНО

В одной из скважин 3.06.2015 г. сняли динамограмму, по которой нагрузка и её форма говорят о наличии АСПО в ГНО (рисунок 4).

Скважина была промыта реагентом СОНПАР-5402 в объеме 0,4 м³ 04.06.2015 г. Затем снова сняли динамограмму 09.06.2015 г. Снижение нагрузки почти в 2 раза характеризует улучшение работы насоса. Форма динамограммы также это подтверждает (рисунок 5).

По результатам дальнейших плановых исследований этой скважины возвращение исходной формы динамограммы и повышение нагрузки до 7855 кг произошло 11.08.2015 г., что говорит о необходимости проведения повторной обработки (рисунок 6). Эффект продлился более 2-х месяцев.

В результате скважина вновь была промыта реагентом СОНПАР-5402 в том же объеме 0,4 м³.

Как видно из динамограмм, применение химического метода борьбы с АСПО является довольно эффективным.

Выводы

Проблема образования асфальтосмолопарафиновых отложений приобретает более серьезные масштабы в связи с переходом многих месторождений в позднюю стадию разработки. Приоритетным направлением в борьбе с АСПО должно быть применение наиболее экономичных методов, не требующих больших материальных и трудовых затрат. Из всех рассмотренных в работе методов и способов борьбы с АСПО для данного месторождения более широкое распространение получил химический метод предотвращения и борьбы с АСПО, потому как наряду с существующими методиками он является наиболее эффективным.

Рисунок 5.

Динамограмма, снятая в скважине после очистки от АСПО

Рисунок 6.

Динамограмма, снятая в скважине с повторным появлением АСПО в ГНО

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Пути повышения эффективности предотвращения образования отложений неорганических солей в скважинах / А. Ш. Сыртланов, Р. А. Фасхутдинов, Ф. Д. Шайдуллин, Ю. В. Антипин, Н. Р. Яркеева // Нефтяное хозяйство. 2002. № 4. С. 59–61.

2 Гарифуллин И. Ш. Эффективность примененная специального погружного устройства для предупреждения асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах // Нефтяное хозяйство. 2005. № 12. С. 45–47.

3 Способ защиты от коррозии и солеотложений внутрискважинного оборудования / Ю. В. Антипин, Р. Ф. Габдуллин, Н. Р. Яркеева, М. И., Саматов С. В. Дорофеев, И. Ф. Алетдинов: пат. № 2174590 Рос. Федерация, 04.12.2000.

4 Ибрагимов Н. Г., Хафизов А. Р., Шайдаков В. В. Осложнения в нефтедобыче. Уфа: «Монография», 2003. С. 293.

5 Рогачев М. К., Стрижнев К. В. Борьба с осложнениями при добыче нефти. М.: ООО «Недра-Бизнес-центр», 2006. 295 с.

REFERENCES

1 Syrtlanov A. S., Faskhutdinov R. A., Shaydullin F. D., Antipin Y. V., Yarkееva N. R. Ways of increase in efficiency of prevention of formation of deposits of inorganic salts to wells. *Neftjanoe hozjajstvo — Oil Industry*, 2002, no. 4, pp. 59–61. [in Russian].

2 Garifullin I. S. The efficiency applied the special submersible device to the prevention the asphalt-resin-paraffin of deposits in wells. *Neftjanoe hozjajstvo — Oil Industry*, 2005, no. 12, pp. 45–47. [in Russian].

3 Antipin Y. V., Gabdullin R. F., Yarkееva N. R., Samatov M. I., Dorofeyev S. V., Aletdinov I. F. *Sposob zashhity ot korrozii i soleotlozhenij vnutriskvazhinnogo oborudovaniya* [Way of protection against corrosion and salt sedimentations of the intra borehole equipment]. Pat. RF no. 2174590, 12/4/2000. [in Russian].

4 Ibragimov N. G., Hafizov A. R., Shaydakov V. V. *Oslozhneniya v neftedobyche* [Complications in oil production]. Ufa, «Monograph» Publ., 2003. 293 p. [in Russian].

5 Rogachyov M. K., Strizhnev K. V. *Bor'ba s oslozhnjenijami pri dobyche nefii*. [Fight against complications at production oil]. Moscow, Nedra-Business center Publ, 2006. 295 p. [in Russian].

Акрамов Т. Ф., бакалавр, гр. БГР-15-02, ФГБОУ ВО «УГНТУ», г. Уфа, Российская Федерация
T. F. Akramov, Bachelor, gr. BGR-15-02 FSBEI HE «USPTU», Ufa, Russian Federation
e-mail: Akramov.timur@yandex.ru

Яркева Н. Р., канд. техн. наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВО «УГНТУ», г. Уфа, Российская Федерация
N. R. Iarkeeva, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor of the Chair «Development and operation of oil and gas fields», FSBEI HE «USPTU», Ufa, Russian Federation