

УДК 622.276

## ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В СИСТЕМЕ «ПЛАСТ – СКВАЖИНА»

Коробов Г.Ю., Рогачев М.К.

ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»,  
Санкт-Петербург, e-mail: korobovgrigory@yandex.ru, rogachev@mail.ru

Проведены исследования процесса образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в микрообъеме пор коллектора. Для исследуемой нефти установлено, что в микрообъеме пор температура насыщения нефти парафином на 6–9 °С выше, чем в свободном объеме. Ранний переход парафинов в твердую фазу приводит к осложнениям, связанным с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений, снижает эффективность использования физико-химических методов предупреждения образования АСПО, основанных на дозировании ингибитора на забой скважины. Для предупреждения образования АСПО в нефтяном пласте авторами предложено использование призабойной зоны пласта (ПЗП) в качестве естественного дозатора ингибитора АСПО в нефть. Проведены исследования по адсорбции ингибитора на стенках породы при его закачке в пласт и последующей десорбции при вымывании ингибитора из пласта добываемой нефтью. Анализ результатов экспериментов позволил установить эффективную концентрацию ингибитора АСПО в нефти при его закачке в ПЗП, время адсорбции ингибитора на стенках породы, а также продолжительность десорбции ингибитора из пласта. Установлено, что нагнетание раствора ингибитора АСПО в призабойную зону пласта позволит снизить температуру насыщения нефти парафином в поровом пространстве коллектора.

**Ключевые слова:** асфальтосмолопарафиновые отложения, асфальтены, смолы, парафины, температура насыщения нефти парафином

## THE PREVENTION OF FORMATION OF ASPHALTENE-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS IN THE SYSTEM «RESERVOIR – WELL»

Korobov G.Y., Rogachev M.K.

FSBEI HPE «National Mineral Resources University», Saint-Petersburg,  
e-mail: korobovgrigory@yandex.ru, rogachev@mail.ru

The research of the formation of asphaltene-paraffin-resin deposition (APRD) in the micro pore volume of the reservoir for the study of oil found in microvolume long oil paraffin saturation temperature at 6–9 °C higher than in the void volume. Early transition paraffins in the solid phase leads to complications associated with the formation of APRD, reduces the effectiveness of the use of physical and chemical methods of preventing the formation of APRD dosing of the inhibitor on the bottom of the well. To prevent the formation of paraffin in the oil reservoir authors proposed the use of bottomhole formation zone as a natural inhibitor of the dispenser APRD in oil. Studies on adsorption of the inhibitor on the walls of the breed in its injection into the formation, and subsequent desorption elution inhibitor of the formation of crude oil. Analysis of experimental results has allowed to establish an effective concentration of the inhibitor in paraffin oil during its injection into the bottomhole formation zone, the adsorption of the inhibitor on the walls of rock, as well as the duration of the desorption of the inhibitor from the formation. It was found that the injection of paraffin inhibitor solution in the bottomhole formation zone will reduce the saturation temperature of the paraffin oil in the pore space of the collector.

**Keywords:** asphaltene-paraffin-resin deposition, asphaltene, resin, paraffin, paraffin saturation point

В настоящее время разработка нефтяных месторождений в Российской Федерации сопровождается снижением качества добываемой продукции, что связано как с увеличением доли месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, так и переходом большинства разрабатываемых месторождений на завершающие стадии разработки, сопровождающиеся увеличением обводненности нефтяных пластов, увеличением содержания в нефти высокомолекулярных компонентов – асфальтенов, смол и парафинов, изменением термобарических условий разработки залежей [3].

Добыча нефти с высоким содержанием парафинов, асфальтенов и смол осложняется образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на стенках скважины и на омываемых поверхностях скважинного оборудования [3–5]. Переход высокомолекулярных компонентов нефти в твердую фазу (образование АСПО) может происходить не только в скважине, но и в поровом пространстве нефтяного пласта, что в свою очередь приведет к сужению поровых каналов и снижению проницаемости пород-коллекторов.

Образование АСПО в системе «пласт – скважина» происходит при охлаждении

нефти ниже температуры ее насыщения парафином (температуры кристаллизации парафина), то есть этот процесс начинается с перехода парафинов из жидкого в твердое кристаллическое состояние. Следует отметить, что фазовые переходы парафинов в поровом объеме нефтяных коллекторов являются малоизученными. Имеются сведения, что температура насыщения нефти парафином в микрообъеме пор на несколько градусов выше, чем в свободном объеме нефти [1, 2].

Нами проведены исследования, целью которых являлось обоснование и разработка технологии предупреждения образования АСПО в системе «пласт – скважина». Основными задачами исследований были: изучение процесса образования твердых частиц парафинов в поровом пространстве пород-коллекторов; обоснование и выбор химических реагентов-ингибиторов АСПО и технологий их применения для предотвращения образования АСПО в системе «пласт – скважина».

Экспериментальные исследования проводились на высокотехнологичном оборудовании лаборатории «Повышение нефтеотдачи пластов» Национального минерально-сырьевого университета «Горный» с использованием проб нефти и образцов керна одного из месторождений Пермского Прикамья, при моделировании его термобарических пластовых условий.

Основные сведения об исследуемых образцах нефти и породы коллектора:

- нефть – легкая (плотность  $829 \text{ кг/м}^3$ ), маловязкая (вязкость  $13,1 \text{ МПа}\cdot\text{с}$ ), парафинистая (парафинов –  $7,8\% \text{ мас.}$ , асфальтенов –  $1,8\% \text{ мас.}$ , смол –  $3,5\% \text{ мас.}$ );

- порода – карбонатная, открытая пористость –  $11\%$ , проницаемость –  $160 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ .

В качестве ингибитора АСПО в исследованиях использован реагент под условным названием ГК-1 (поверхностно-активное вещество), представляющий собой смесь полярных сополимеров с винилацетатом в углеводородном растворителе (бензол). Выбор данного реагента обоснован его высокой поверхностной активностью, наличием в его составе концентрата смол.

На установке для изучения процессов образования твердых веществ в пластовом флюиде (система FLASS, компании Vinci Technologies) был проведен эксперимент по определению температуры насыщения нефти парафином в свободном объеме. Суть метода заключается в последовательном снижении температуры (от  $80$  до  $20^\circ\text{C}$ ) нефти в PVT-ячейке при постоянном давлении с непрерывной фиксацией состояния пробы с помощью микроскопии под высоким давлением и последующей обработкой посредством программного гранулометрического анализа. Результаты проведенных исследований приведены на рис. 1.

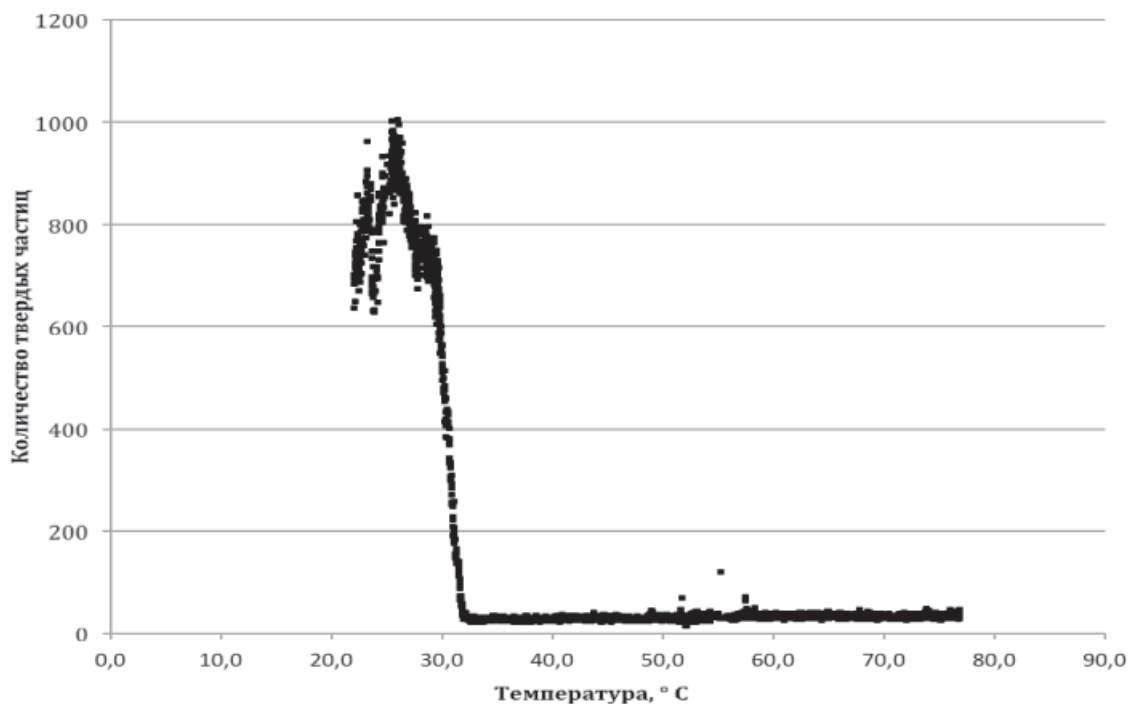


Рис. 1. Зависимость количества твердых частиц парафина в нефти от температуры

По графической зависимости на рис. 1 определили температуру насыщения нефти парафином в свободном объеме, она составила 32 °С. Однако результаты определения температуры насыщения нефти парафином в свободном объеме могут отличаться от фактических значений температуры насыщения нефти парафином в ограниченном объеме порового пространства пород-коллекторов [1, 2].

Для определения температуры насыщения нефти парафином в поровом

пространстве горной породы нами был использован косвенный («фильтрационный») метод ее оценки, основанный на снятии экспериментальным путем зависимости фильтрационной характеристики нефтенасыщенной горной породы от температуры. Нефть фильтровали через керн при постоянном расходе (0,5 мл/мин) с периодическим снижением температуры в кернодержателе (на один градус каждые три часа). Результаты фильтрационного исследования показаны на рис. 2 и 3.

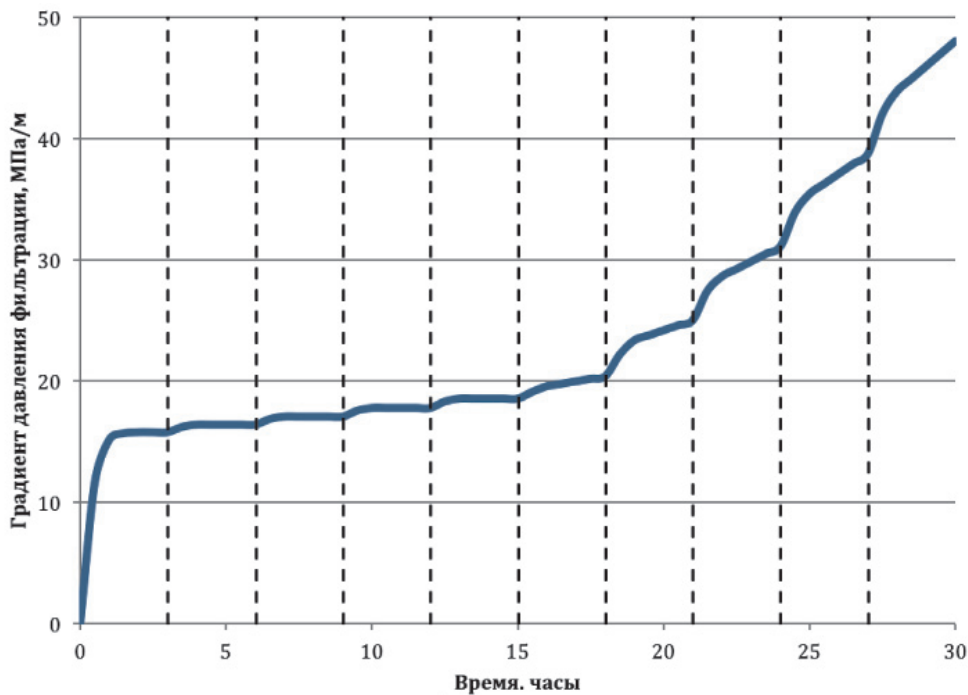


Рис. 2. Динамика изменения градиента давления фильтрации нефти через керн при периодическом снижении температуры (от 43 до 34 °С)

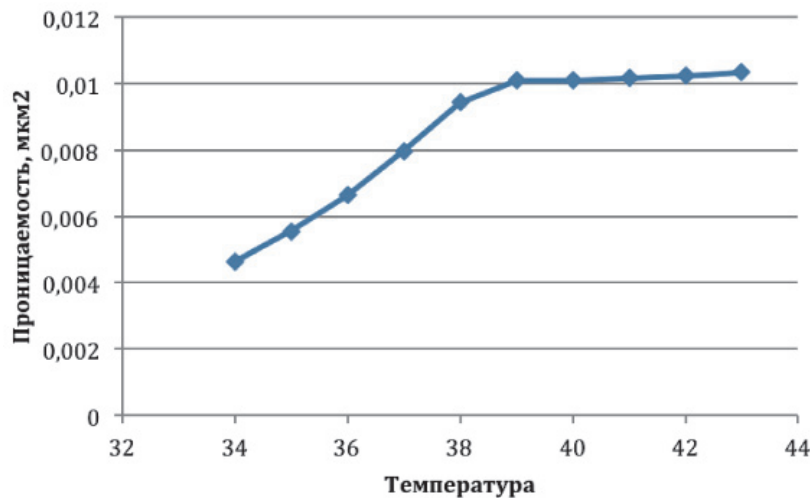


Рис. 3. Зависимость нефтепроницаемости керна от температуры (с учетом изменения вязкости нефти от температуры)

По графикам на рис. 2 и 3 видно, что при температуре 39°C происходит резкое увеличение градиента давления фильтрации и снижение нефтепроницаемости керна, что можно объяснить образованием в поровом пространстве твердых частиц парафинов.

Таким образом, результаты экспериментов позволили установить, что для исследованной нефти образование твердых частиц парафинов в пористой среде происходит при температуре на 5–7°C более высокой, чем в свободном объеме. Этот важный практический результат необходимо учитывать при борьбе с осложнениями, связанными с образованием парафиновых отложений (АСПО). Так, если кристаллизация парафина началась еще в пласте, то этот процесс будет влиять и на образование отложений парафина (АСПО) в скважине, так как устойчивые зародыши твердой фазы будут играть роль центров кристаллизации

для дальнейшего образования отложений, увеличивая риск осложнений в скважине.

Если начало образования твердых кристаллов парафина происходит в пласте, то также остается открытым вопрос об эффективности дозирования ингибитора АСПО на забой скважины, то есть после начала фазового перехода парафинов [6, 7]. Для ответа на этот вопрос проведены сравнения динамики роста количества кристаллов парафинов при ингибировании нефти до образования твердых частиц парафина при температуре 37°C (рис. 4, а) и ингибировании нефти после фазового перехода парафинов при температуре 31°C (рис. 4, б).

После ингибирования температура обеих проб снижалась одним темпом с постоянной фиксацией состояния с помощью микроскопии. Состояние обеих проб при температуре 24°C показано на рис. 5.

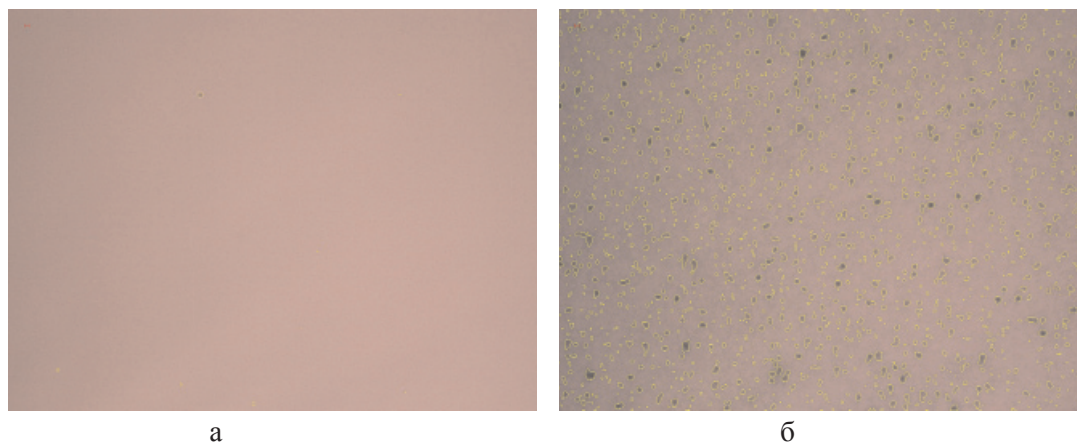


Рис. 4. Состояние пробы нефти в момент ввода ингибитора АСПО:  
а – температура 37°C; б – температура 31°C

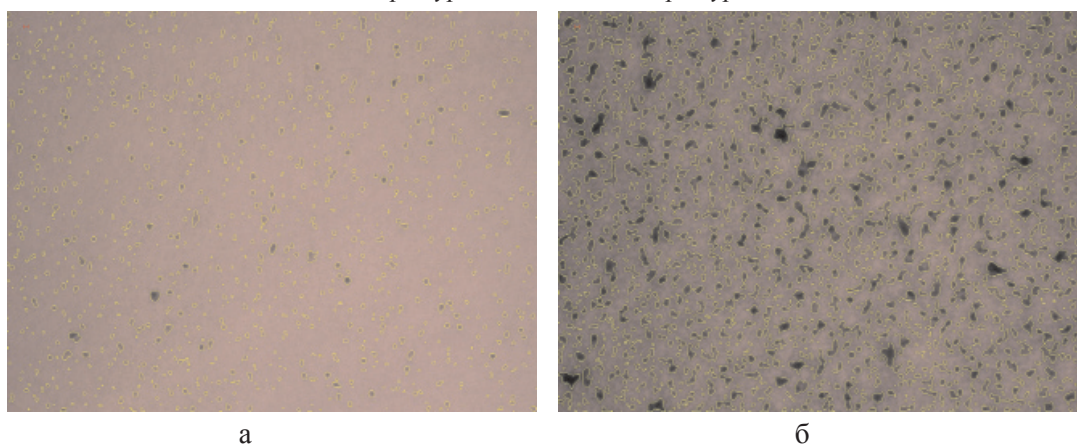


Рис. 5. Результаты микроскопии проб нефти при температуре 24°C:  
а – ввод ингибитора АСПО осуществлялся при температуре 37°C;  
б – ввод ингибитора АСПО осуществлялся при температуре 31°C

Результаты исследования показали, что ввод в продукцию скважины ингибитора АСПО депрессорного действия будет эффективен при его подаче до начала процесса образования твердых частиц парафинов, поэтому подача ингибитора на забой скважины в случае, когда фазовый переход парафинов начался еще в пласте, будет неэффективна. Для решения проблемы предложено производить закачку ингибитора АСПО в призабойную зону пласта (ПЗП), с последующей адсорбцией ингибитора в горной породе и его постепенном «вымывании» при эксплуатации скважины.

При закачке ингибитора АСПО в ПЗП необходимо руководствоваться не только ингибирующей способностью реагента, но и адсорбционно-десорбционными характеристиками ингибитора, от которых зависят величина адсорбции реагента на породе и последующая его десорбция. В то же время известно, что породы пласта обладают различной адсорбирующей способностью. Поэтому к ингибитору отложения АСПО предъявляются жесткие требования: с одной стороны, он должен сравнительно быстро, прочно и как можно в большем количестве адсорбироваться на поверхности породы при закачке, а с другой стороны, как можно медленнее десорбироваться с этой поверхности в процессе эксплуатации скважины [8], причем концентрация его в добываемой нефти должна быть не ниже минимально допустимой (для исследуемой нефти – не ниже 0,01 % мас.).

Исследование ингибитора АСПО с учетом его адсорбционной и десорбционной способностей позволит дать рекомендации, обеспечивающие наименьший вынос реагента, и увеличить эффективность предотвращения образования отложений. На процессы адсорбции и десорбции влияют гидродинамические условия движения жидкостей, состав и свойства горных пород, время, концентрация ингибитора и другие факторы, воздействие которых изучено недостаточно полно.

Оценка кинетики адсорбции ингибитора АСПО проводилась в лабораторных условиях путем проведения фильтрационных исследований на установке FDES-645 (компания Coretest Systems Corporation). Основным элементом установки является кернодержатель с адсорбентом. В качестве адсорбента использован керновый материал.

Первым этапом лабораторных исследований было насыщение керна нефтью. Затем проводилась фильтрация нефти с заданным содержанием ингибитора АСПО до постоянного содержания ингибитора в нефти на входе и выходе из кернодержателя. Для определения содержания ингибитора в нефти на выходе из кернодержателя была построена зависимость межфазного натяжения нефти на границе с водой от концентрации в ней ингибитора (рис. 6). На выходе из кернодержателя периодически производился отбор пробы для оценки межфазного натяжения на границе с дистиллированной водой, по значению которого определялось массовое содержание ингибитора в нефти.

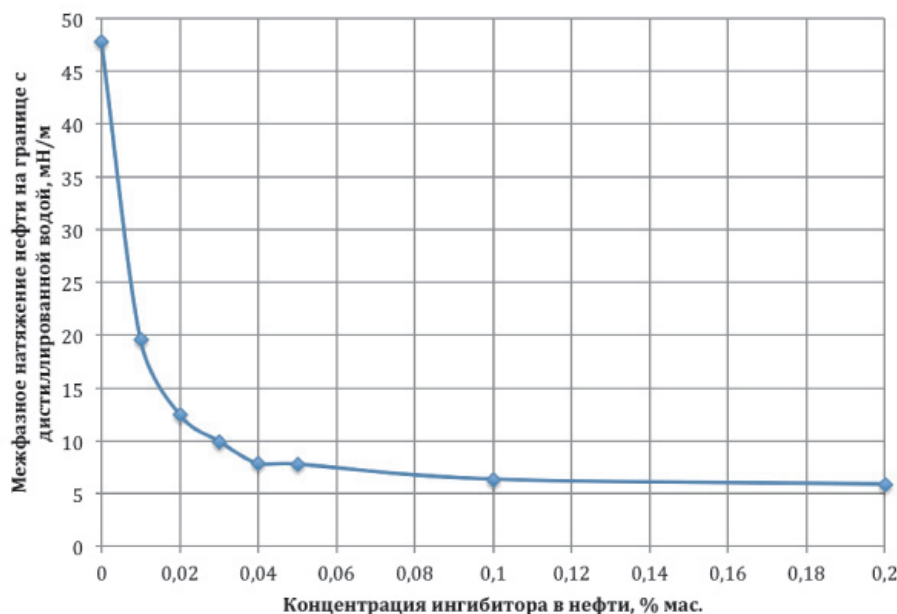


Рис. 6. Зависимость межфазного натяжения нефти на границе с дистиллированной водой от концентрации ингибитора АСПО в нефти

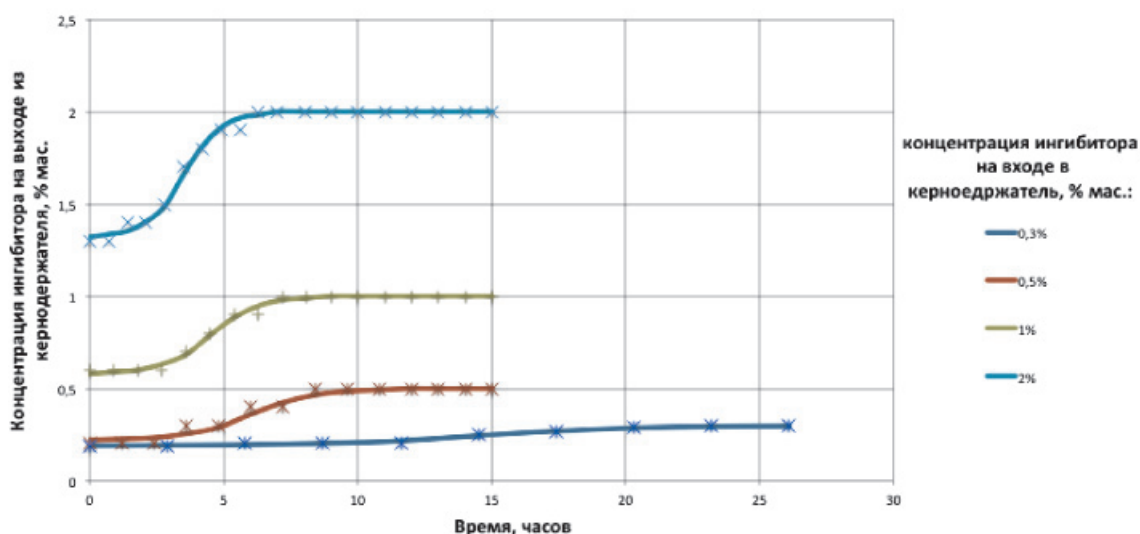


Рис. 7. Динамика изменения концентрации ингибитора АСПО в нефти на выходе из кернодержателя

Результаты исследования адсорбции ингибитора АСПО показаны на рис. 7. Результаты исследования показывают, что адсорбционное равновесие в керне наступает спустя 26 часов при прокачке 0,3%-ного раствора ингибитора, 10 часов при прокачке 0,5%-ного раствора ингибитора, 8 часов при прокачке 1%-ного раствора ингибитора

и 7 часов при прокачке 2%-ного раствора ингибитора.

Для оценки кинетики десорбции ингибитора через керны, в которых произошла его адсорбция, прокачивалась нефть без реагента, на выходе из кернодержателя измерялась концентрация ингибитора в нефти. Результаты исследования представлены на рис. 8.

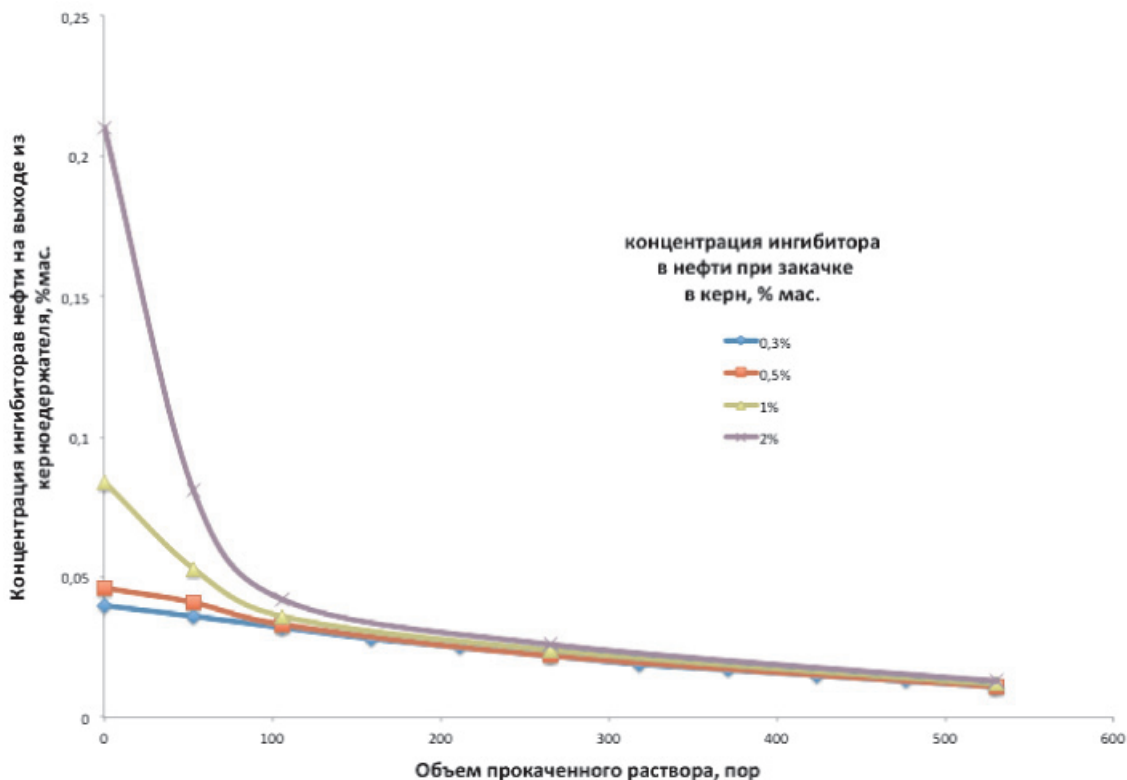


Рис. 8. Зависимость концентрации ингибитора АСПО в нефти на выходе из кернодержателя от объема прокаченного раствора

На рис. 8 показаны результаты исследования динамики десорбции ингибитора в зависимости от концентрации ингибитора в нефти при закачке в керн. Результаты исследования показывают, что после прокачки 200 поровых объемов нефти десорбция реагента становится постоянной вне зависимости от первоначальной концентрации ингибитора и вплоть до прокачки 530–550 поровых объемов концентрация ингибитора превышает значение 0,01%. Однако при закачке ингибированной нефти в пласт с содержанием ингибитора более 0,5% происходит последующее «вымывание» ингибитора в количестве, превышающем необходимое содержание для его эффективной защиты от образования отложений АСПО, что, в свою очередь, негативно сказывается на технико-экономической оценке мероприятия. При закачке 0,3 и 0,5%-ного раствора ингибитора в дальнейшем при его «вымывании» из пласта не происходит преждевременного выноса ингибитора, а его концентрация продолжительное время остается достаточной для эффективного предупреждения образования АСПО в скважине.

Таким образом, оптимальной концентрацией ингибитора АСПО для закачки в пласт является 0,5% мас. из-за сравнительно высокой скорости адсорбции инги-

битора на стенках пор (рис. 7) и из-за относительно малых потерь реагента при его десорбции (рис. 8).

Для проверки эффективности предотвращения образования отложений в пласте был проведен фильтрационный эксперимент, суть которого заключалась в прокачке через карбонатный керн нефти с ингибитором АСПО (0,5% мас.) с расходом 0,5 мл/мин в течение 12 часов, после чего через керн в обратном направлении прокачивалась нефть при постоянном расходе (0,5 мл/мин) с периодическим снижением температуры (температура снижалась на один градус каждые три часа) в кернодержателе. Результаты фильтрационного исследования показаны на рис. 9.

Результаты исследования показали, что ингибитор АСПО при закачке в призабойную зону пласта, адсорбируясь на стенках пор пород-коллекторов, способен снижать температуру насыщения нефти парафином в пласте (для исследованной нефти – на 6°C), что позволит избежать раннего образования твердых парафиновых частиц в поровом пространстве продуктивного пласта. Так же, постепенно вымываясь из призабойной зоны пласта добываемой жидкостью, ингибитор АСПО поступает в подземное оборудование скважины, предотвращая образование этих отложений в скважине.

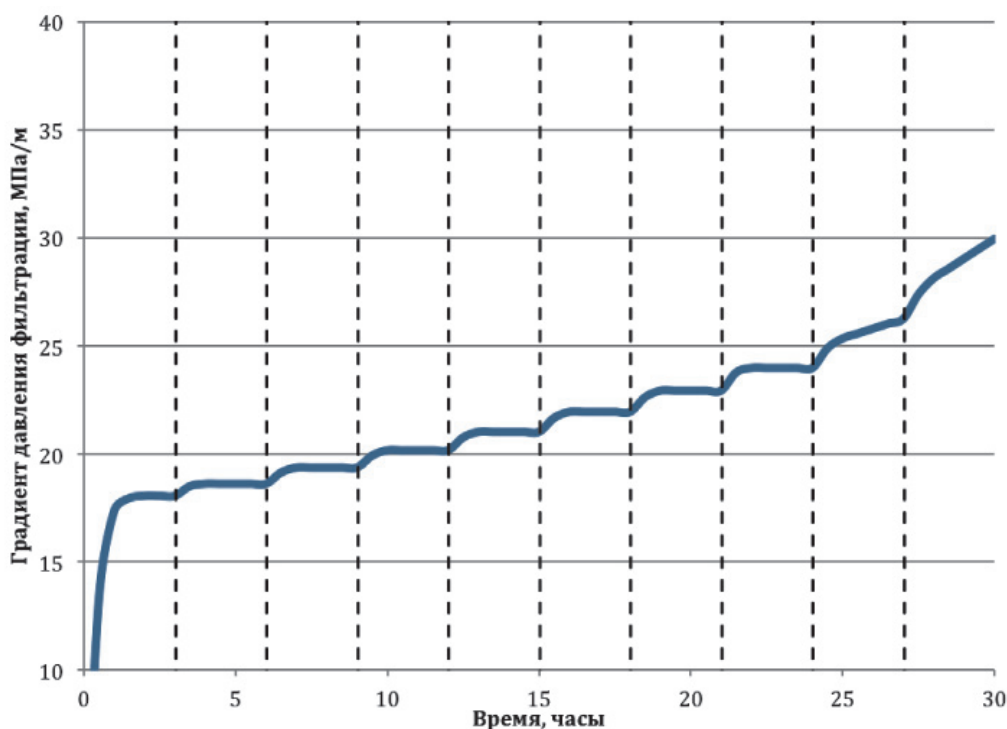


Рис. 9. Динамика изменения градиента давления фильтрации нефти через керн после прокачки нефти с ингибитором АСПО (0,5% мас.) при периодическом снижении температуры (от 39 до 29°C)

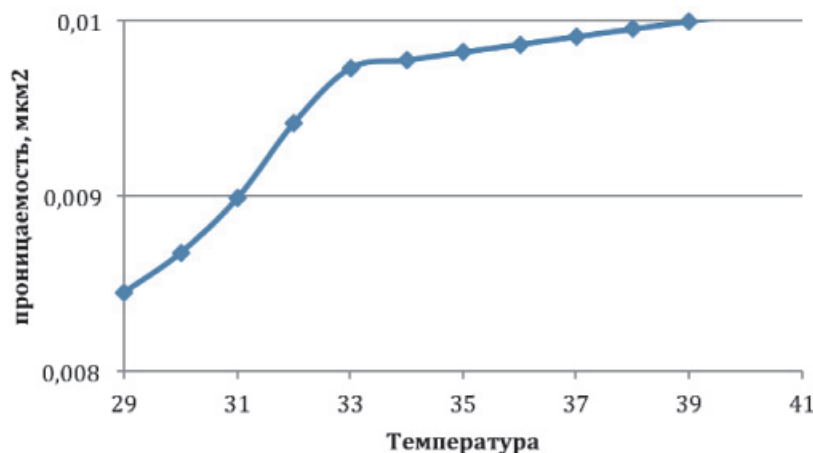


Рис. 10. Зависимость нефтепроницаемости ядра от температуры после прокачки нефти с ингибитором АСПО (0,5% мас.) (с учетом изменения вязкости нефти от температуры)

### Выводы

1. С помощью фильтрационного эксперимента удалось установить, что температура насыщения нефти парафином в поровом пространстве коллектора может превышать температуру насыщения нефти парафином в свободном объеме на несколько градусов (для исследованной нефти – на 6–9°C), что необходимо учитывать для прогнозирования риска осложнений, связанных с образованием парафиновых отложений (АСПО), а также при выборе способов и технологий их предотвращения.

2. Установлено, что ввод в продукцию скважины ингибитора АСПО депрессорного действия будет эффективен при его дозировании до начала процесса образования твердых парафинов, поэтому подача ингибитора на забой скважины в случае, когда фазовый переход парафинов начался еще в пласте, будет неэффективна.

3. Исследование процессов адсорбции и десорбции ингибитора АСПО в образце горной породы позволило установить оптимальное время обработки пласта ингибитором, эффективную концентрацию ингибитора при его закачке в ПЗП, а также продолжительность десорбции ингибитора из пласта.

4. Нагнетание раствора ингибитора АСПО в призабойную зону пласта позволит снизить температуру насыщения неф-

ти парафином в поровом пространстве коллектора. Использование ПЗП как естественного дозатора ингибитора АСПО позволит не только предотвратить отложение парафина в пласте, но и осуществить ввод ингибитора в нефть до начала кристаллизации парафинов в ней.

### Список литературы

1. Злобин А.А. Анализ фазовых переходов парафинов в поровом пространстве пород-коллекторов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 5. – С. 47–56.
2. Злобин А.А., Юшков И.Р. Исследование методом ЯМР нефтяных парафинов в поровом пространстве пород-коллекторов // Вестник Пермского университета. Геология. – 2013. – № 1 (18). – С. 81–90.
3. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 268–284.
4. Коробов Г.Ю., Мордвинов В.А. Распределение температуры по стволу добывающей скважины // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 57–59.
5. Коробов Г.Ю., Рогачев М.К. Исследование влияния асфальтосмолистых компонентов в нефти на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтегазовое дело. – 2015. – № 3. – С. 162–173.
6. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. – Владивосток: дальнаука, 2011. – С. 11–25.
7. Татьяна О.С. Исследование эффективности реагентов, предупреждающих образование парафиновых отложений: сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – М., 2009. – С. 341–347.
8. Шангараева Л.А., Петухов А.В. Исследования адсорбционно-десорбционных свойств состава для предотвращения солеотложений в скважинном оборудовании // Современные проблемы науки и образования. – 2012. – № 6. – С. 146.