

**ОСОБЕННОСТИ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ ТЯЖЕЛЫХ КОМПОНЕНТОВ НЕФТЕЙ
С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ АСФАЛЬТЕНОВ И СМОЛ**

А.А. Лобанов, Е.Ю. Пустова

Научный руководитель профессор А.Б. Золотухин

**Северный (Арктический) федеральный университет им. М.В. Ломоносова,
г. Архангельск, Россия**

Исследования фазовых переходов тяжелых компонентов нефтей (парафинов и асфальтенов) в твердое или высоковязкое состояние представляют ключевую информацию для реализации стратегии обеспечения потока флюида в технологическом оборудовании нефтегазодобывающего предприятия.

Традиционно результаты исследований представляют в виде фазовых диаграмм – удобного инструмента прогнозирования осложнений, связанных с образованием асфальто-смоло-парафиновых отложений.

Фазовый переход парафиновых компонентов в твердое состояние определяется как кристаллизация [6]. Диаграмма «давление–температура» парафинов представляет собой кривую зависимости температуры начала кристаллизации парафинов от давления. При давлениях выше давления насыщения нефти газом, ее значение уменьшается вместе с падением давления, а при разгазировании – увеличивается в связи с выходом легких фракций.

Известно, что смолы, являясь природными поверхностно-активными веществами, активно влияют на динамику кристаллизации парафинов, предотвращая образование крупных парафиновых агрегатов [3].

Однако в литературе мало сведений о влиянии смол на вид кривой зависимости температуры начала кристаллизации парафинов от давления.

Фазовое поведение асфальтеновых компонентов по своей природе более сложное и напрямую зависит от взаимодействия асфальтенов со смолами. Согласно [6, 8], смолы имеют тенденцию ассоциироваться с асфальтенами и образовывать на их поверхности защитный слой, предохраняющий их от самоассоциирования. При снижении давления легкие фракции расширяются быстрее тяжелых и при давлении, называемом верхним давлением насыщения нефти асфальтеном, происходит нарушение объемного равновесия фракций, полное или частичное растворение бронирующих оболочек смол, самоассоциация и фазовый переход асфальтенов в твердое или высоковязкое состояние.

В ряде случаев, при дальнейшем снижении давления, наступает давление начала флокуляции асфальтенов, при котором их количество и размеры начинают резко расти [1]. При снижении давления ниже давления насыщения нефти газом, объемная доля легких компонентов уменьшается, концентрация смол в частично или полностью дегазированной жидкости растет и наступает нижнее давление насыщения нефти асфальтеном, при котором происходит обратный фазовый переход асфальтенов в жидкое состояние.

Таким образом, диаграмма «давление–температура» асфальтеновых компонентов представляет собой область, ограниченную кривыми зависимости верхнего и нижнего давлений насыщения нефти асфальтеном от температуры. Необходимо отметить, что в связи с наличием нижней границы насыщения, фазовых переходов асфальтенов в дегазированных нефтях обычно не наблюдается.

Традиционно фазовые переходы асфальтенов исследуются в режиме изотермического снижения давления. Однако есть ряд работ, в которых авторы описывают применение режима изобарического снижения температуры. Так, Ахмед Хаммами приводит исследование нефти с относительно высоким содержанием асфальтенов (6,1 %) и смол (10,9 %), в которой наиболее точно термобарические условия выпадения твердой фазы определялись при охлаждении нефти [8].

В.П. Тронов, исследовавший в работе [4] механизм образования твердых органических отложений, обосновывает теоретически и подтверждает экспериментально вероятность образования отложений с агрегативной и кинетической устойчивостью флюида по отношению к твердой органической фазе. Под кинетической устойчивостью понимается способность системы сохранять равномерное распределение частиц во всем объеме, под агрегативной – способность системы сохранять степень дисперсности твердой фазы. Исследования динамики изменения устойчивости флюида может предоставить более точные данные для анализов по направлению «Обеспечение потока».

В данной работе представлены результаты исследования фазового поведения нефти с более высоким содержанием асфальтенов и смол (6,83 и 28,43 %, соответственно).

Исследования проводились на установке AWAI 1000 фотометрическим и визуальными методами. Подробное описание установки и методов исследования приведено в [1, 2].

Результаты исследований приведены на рисунке.

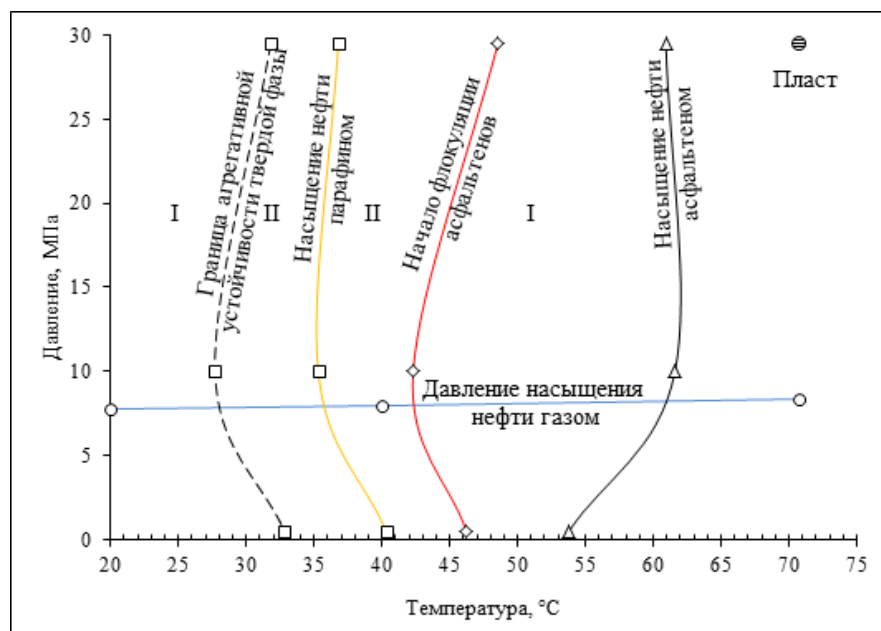


Рис. 1. Фазовая диаграмма исследуемой нефти

Выше линии давления насыщения нефти газом, газ растворен во флюиде, ниже – находится в свободном состоянии.

Справа от линии насыщения нефти асфальтеном, асфальтены находятся в жидком состоянии, слева – переходят в твердую фазу. Интервал от линии насыщения нефти асфальтеном до линии начала флокуляции асфальтенов является интервалом агрегативной устойчивости твердой фазы асфальтенов. Область левее линии флокуляции является областью агрегативной неустойчивости выпавших асфальтенов, количество твердой фазы в потоке активно растет.

Справа от линии насыщения нефти парафином, парафины находятся в жидком состоянии, слева – переходят в твердую фазу. Область от линии насыщения до границы агрегативной устойчивости твердой фазы является областью агрегативной неустойчивости твердой парафиново-асфальтеновой фазы. В области левее линии агрегативной устойчивости происходит агрегативная стабилизация системы.

Таким образом, по результатам исследований выявлено, что высокое содержание смол не влияет на вид кривой насыщения нефти парафином, в то время как кривая насыщения нефти асфальтеном меняется кардинально. В области, выше давления насыщения нефти газом, кривая становится практически вертикальной. Нижнее давление насыщения нефти асфальтеном не наступает, разгазирование пластового флюида приводит лишь к снижению температуры насыщения нефти асфальтеном.

Результаты исследований будут использованы при реализации стратегии обеспечения потока на рассматриваемом месторождении. Кроме того, значения термобарических условий насыщения нефти асфальтеном и парафинами являются калибровочными параметрами при моделировании пластовых флюидов с помощью различных уравнений состояния [5, 7, 9].

Литература

1. Лобанов А.А., Ивакин Ю.Н., Пустова Е.Ю. Исследование фазового поведения тяжелых компонентов пластовых флюидов // Актуальные проблемы нефти и газа сетевое издание. 2016. – № 2.
2. Лобанов А.А., Пустова Е.Ю., Золотухин А.Б. Исследование фазового поведения парафинов в пластовых углеводородных флюидах // Вестник Северного (Арктического) федерального университета. Серия: Естественные науки, 2016. – № 4. – С. 75–83.
3. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с осложнениями при добыче нефти. М.: Недра, 2006. – 296 с.
4. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 1969. 192 с.
5. Kamari A. Robust model for the determination of wax deposition in oil systems // Ind. Eng. Chem. Res. 2013. T. 52. № 44. P. 15664–15672.
6. Leontaritis K.J. The Asphaltene and Wax Deposition Envelopes // Fuel Sci. Technol. Int. 1996. – T.14. – № 1–2. – С. 13–39.
7. Li Z., Firoozabadi A. Cubic-plus-association equation of state for asphaltene precipitation in live oils // Energy and Fuels, 2010. – T.24. – № 5.
8. Mullins O.C. и др. Precipitation and Deposition of Asphaltenes in Production Systems: A Flow Assurance Overview // Asphaltenes, heavy oils, and petroleomics. Springer Science & Business Media, 2007. – С. 677.
9. Panuganti S.R. PC-SAFT characterization of crude oils and modeling of asphaltene phase behavior // Fuel, 2012. – T.93. – С.658–669.