

*Белозеров И.П., кандидат технических наук,
Заведующий лабораторией инновационно-технологического центра
арктических нефтегазовых лабораторных исследований,
Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В.*

*Ломоносова,
Россия, г. Архангельск*

Керимов Д.Ш.

Оператор добычи нефти и газа

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Россия, г. Пермь

ИССЛЕДОВАНИЯ ПАРАФИНОВ В ПЛАСТОВЫХ НЕФТЯХ

***Аннотация:** Парафины – это класс углеводородов, представляющих собой насыщенные углеводороды с прямыми цепями углеродов. В нефтедобывающей промышленности они становятся предметом внимания из-за своей склонности образовывать отложения в стволах скважин и на оборудовании, что создает ряд серьезных технических и экономических проблем. Парафины представляют собой группу алканов, или насыщенных углеводородов, которые встречаются в природе в виде твердых кристаллов или восков. Они образуются в процессе конденсации нефти при снижении температуры в подземных условиях. Парафины преимущественно состоят из молекул углерода и водорода, и их структура характеризуется наличием прямых цепей углеродов.*

***Ключевые слова:** парафиновые отложения, групповой состав, пластовая нефть, фазовое поведение.*

***Annotation:** Paraffin is a class of hydrocarbons, which are saturated hydrocarbons with straight chains of carbon. In the oil industry, they become the subject of attention due to their tendency to form deposits in wells and equipment, which creates a number of serious technical and economic problems. Paraffins are a group of alkanes, or saturated hydrocarbons, which are found in nature in the form of solid crystals or waxes. They are formed during the condensation of oil with*

a decrease in temperature in underground conditions. Paraffins mainly consist of carbon and hydrogen molecules, and their structure is characterized by the presence of direct carbon chains.

Key words: *paraffin deposits, group composition, reservoir oil, phase behavior.*

STUDIES OF PARAFFINS IN RESERVOIR OILS

Среди всех компонентов нефтяных отложений парафиновые углеводороды (ПУ) занимают наиболее значительную часть. ПУ представлены смесью насыщенных алканов (C16–C80) и церезинов (микрористаллические парафины C36–C55), находясь в нефтяных системах в растворенном либо кристаллическом состоянии. В соответствии с классификацией нефтей по содержанию парафинов нефти делятся на три класса (% мас.): малопарафинистые – 1,5; среднепарафинистые – от 1,5 до 6; парафинистые – более 6. Также в составе углеводородной части нефтяных отложений присутствуют в меньшей мере нафтеновые углеводороды (чаще всего это циклопентаны и циклогексаны с длинными боковыми алкильными радикалами) и ароматические углеводороды – алкилпроизводные бензолов, нафталинов, флуоренов, фенантронов и бифенилов.

Процесс образования парафиновых отложений начинается с изменения температуры в процессе транспортировки нефти. При охлаждении, парафины кристаллизуются, образуя твердые восковидные отложения. Именно из-за этого эффекта парафины прозваны в отрасли как "нефтяные воски". В нефтедобыче парафины представляют собой серьезное препятствие, поскольку они могут образовывать отложения в стволах скважин и на нефтегазовом оборудовании. Эти отложения снижают производительность скважин и требуют регулярного технического обслуживания, что увеличивает затраты на эксплуатацию.

Для анализ выпадения парафиновых веществ из пластовых нефтей при различных давлениях и изменении температуры визуальным и спектроскопическим методами исследований по объектам, проводимого в Инновационно-технологическом центре арктических нефтегазовых исследований на базе САФУ имени М.В. Ломоносова будет использоваться установка AWAI-1000 производства фирмы Sanchez Technologies. Фото установки представлено на рисунке 1.



Рисунок 1. Лабораторная установка AWAI-1000 производства фирмы Sanchez Technologies

Исследования фазового поведения асфальто-смоло-парафиновых отложений проводятся по следующим направлениям:

- определение термобарических условий и исследование динамики фазовых переходов;
- определение группового состава и количества твердой фазы.

Определение группового состава и количества твердой фазы определяются после гравиметрического и фильтрационного анализа.

Гравиметрический позволяет осадить тяжелые компоненты нефти при пластовых условиях. Метод заключается в последовательном проведении ряда сепараций флюида в вертикально ориентированной PVT-ячейке лабораторной

установки PVT 3000-L Chandler Engineering при давлениях, выше и ниже давления насыщения нефти асфальтеном. Принцип метода проиллюстрирован на рисунке 2.

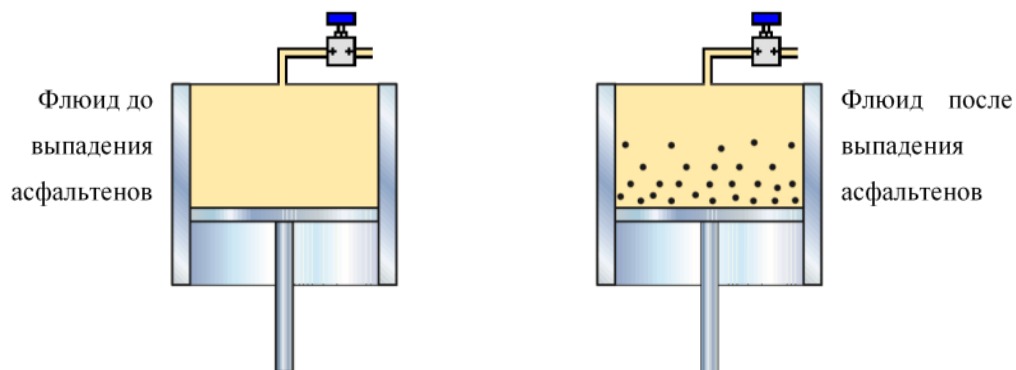


Рисунок 2. Принцип гравиметрического анализа

После своего фазового перехода, асфальтены и парафины, как наиболее высокомолекулярные и тяжелые части нефти, начинают оседать на дно PVT-ячейки, соответственно, содержание асфальтенов и парафинов в верхней и нижней частях PVT-ячейки будет различаться. Проводя стандартную сепарацию при различных давлениях, возможно определить разницу между первоначальным содержанием асфальтенов и содержанием асфальтенов на ступенях давления; первоначальным содержанием парафинов и содержанием парафинов на ступенях температуры. Ключевым требованием к качественному проведению гравиметрического анализа является время отстаивания пробы на ступени давления; оптимальное время составляет 24 часа на одну точку анализа.

Фильтрационный анализ позволяет выделить асфальтены и парафины для дальнейшего изучения группового состава в сепарированной нефти. Сепарации пробы флюида происходит через фильтр высокого давления. Принцип метода представлен на рисунке 3 (изображенная схема упрощена).

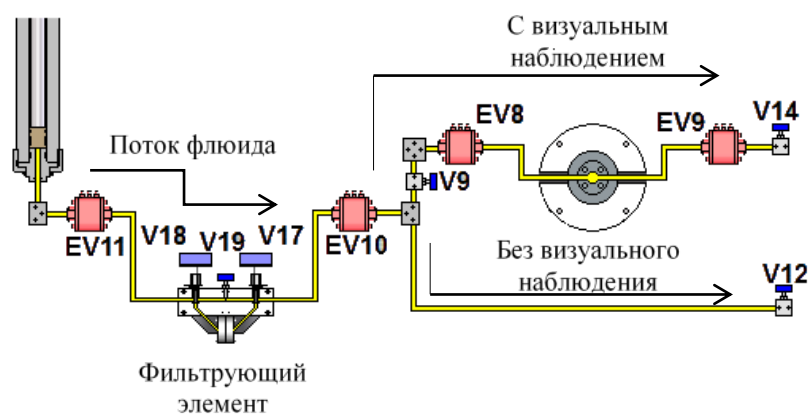


Рисунок 3. Принцип фильтрационного анализа

Использованные источники:

1. Dolati, S., Zarei, H., & Kharrat, R. (2014). Asphaltene Instability Trends of Light and Heavy Crude Oils. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 35(7), 970–983. <https://doi.org/10.1080/01932691.2013.823095>

2. Wang, J. X., & Buckley, J. S. (2001). An Experimental Approach to Prediction of Asphaltene Flocculation. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/64994-ms>

3. Mullins, O. C., Sheu, E. Y., Hammami, A., & Marshall, A. G. (2007). *Asphaltenes, Heavy Oils, and Petroleomics*. Springer New York.

4. Speight, J. G. (2014). *The Chemistry and Technology of Petroleum*. CRC Press.

5. Hirschberg, A., de Jong, L. N., Schipper, B. A., & Meijer, J. G. (1984). Influence of Temperature and Pressure on Asphaltene Flocculation. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 24(3), 283–293.

6. Гринько, А. А. Исследование стабильности нефтяных асфальтенов методом термической деструкции / А. А. Гринько, А. К. Головки // *Химия в интересах устойчивого развития*. – 2011. – Т. 19, № 3. – С. 327-334. – EDN NWYOAIV.

7. Современные представления о свойствах асфальтенов и их стабильности в условиях добычи нефти / А. В. Фахреева, Э. Р. Ишмияров, А. И. Волошин, В. А. Докичев // *Практические аспекты нефтепромышленной*

химии : Тезисы докладов научно-технической конференции, Уфа, 23–25 мая 2023 года. – Уфа: ООО "РН-БашНИПИнефть", 2023. – С. 174-175. – EDN CLNOWL.

8. Корнеев, Д. С. К вопросу о термической стабильности и реакционной способности асфальтенов тяжелых нефтей в условиях воздействия умеренных температур / Д. С. Корнеев, Г. С. Певнева // Химия в интересах устойчивого развития. – 2020. – Т. 28, № 3. – С. 337-342. – DOI 10.15372/KhUR2020238. – EDN YUQCPT.