

# ИССЛЕДОВАНИЕ ФАЗОВОГО ПОВЕДЕНИЯ ТЯЖЕЛЫХ КОМПОНЕНТОВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

А.А. Лобанов, Ю.Н. Ивакин, Е.Ю. Пустова  
Северный (Арктический) федеральный университет  
им. М.В. Ломоносова, г. Архангельск,  
e-mail: [lobanov.mdh@gmail.com](mailto:lobanov.mdh@gmail.com)

## Цели и задачи исследования

Фазовый переход тяжелых компонентов пластовых флюидов (парафинов и асфальтенов) в твердое или высоковязкое состояние в процессе добычи и перекачки скважинной продукции представляет серьезную угрозу для бесперебойной работы нефтегазодобывающего предприятия. Осаждение данных компонентов может привести к коагуляции порового пространства пласта, изменению его смачиваемости, стабилизации водонефтяных эмульсий, закупорке внутрискважинного и наземного оборудования и др. [1, 2]. Исходя из этого, исследованию фазового поведения парафинов и асфальтенов при разведке и разработке нефтегазовых месторождений должно уделяться особое внимание.

Специалистами Инновационно-технологического центра арктических нефтегазовых лабораторных исследований Северного (Арктического) федерального университета им. М.В. Ломоносова разработана комплексная программа исследований, включающая в себя следующие основные этапы:

- 1) отбор глубинных проб с замером температуры/давления по стволу скважины;
- 2) исследования пластовых флюидов согласно [3];
- 3) термобарические исследования процессов осаждения асфальтенов и парафинов в пластовых флюидах.

По результатам проведения данных исследований формируется базовый комплекс информации о фазовом поведении парафинов и асфальтенов в пластовых флюидах и решаются следующие задачи:

- 1) оценка потенциала осложнений;
- 2) построение фазовых диаграмм;
- 3) выдача рекомендаций по обоснованию режима работы скважин;
- 4) обоснование необходимости дальнейших исследований.

## Используемое оборудование

Отбор проб и замер температуры и давления по стволу скважины осуществляются пробоотборниками СИМСП-20ВМА (Союзнефтегаздинамикк, Россия). Отбор проб производится согласно [4].

Данный пробоотборник представляет собой аппарат с камерами непроточного типа, датчиками давления и температуры и магнитным локатором муфт. Программный модуль позволяет осуществлять запись параметров и управление отбором. Технические характеристики пробоотборника: рабочее давление – 40 МПа, температура – 125 °С, объем пробоотборной камеры – 400 мл.

После транспортировки отобранных проб в исследовательскую лабораторию камеры пробоотборников помещают в установки для подготовки проб SRA-2 и SBORT (SanchezTechnologies, Франция), где флюиды гомогенизируются в течение пяти суток.

Установка SRA-2 предназначена для восстановления отобранных проб флюида до необходимых пластовых условий, перемешивания и нагрева пробы для гомогенизации флюида. Установка обеспечивает перемешивание проб качанием с регулируемой частотой в автоматическом режиме на регулируемый угол наклона. Система поддерживает температуру без контроля давления.

В отличие от SRA-2, система SBORT обеспечивает перемешивание проб качанием в ручном режиме на регулируемый угол наклона с поддержанием температуры и контролем давления в пробоотборнике. Контроль давления осуществляется с помощью масляного насоса высокого давления. Система может подключаться к пробоотборнику, установленному в SRA-2 для регулирования давления в пробоотборнике.

*PVT*-анализ пластовых флюидов производится на установке *PVT*-3000 (Chandler Engineering, США). В комплектацию установки входит следующее оборудование:

- ячейка высокого давления;
- капиллярный вискозиметр;
- цифровой плотномер;
- ультразвуковая ячейка ARS;
- цифровая видеосистема;
- ПК с программным обеспечением.

Рабочее давление системы: 103,4 МПа, рабочая температура: 204 °С.

Термобарические исследования процессов осаждения асфальтенов и парафинов в пластовых флюидах осуществляются на лабораторной установке AWAI 1000 (SanchezTechnologies, Франция).

Лабораторная установка AWAI 1000 представляет собой автоматизированный комплекс оборудования для создания термобарических условий, исследования осаждения твердых частиц в пробе флюида и инъекции химических реагентов в пробу. Рабочий диапазон температур:  $-20 \div 200$  °С, рабочее давление: 100 МПа.

В процессе исследования осаждения твердых частиц в пробе флюида реализуется три метода: фотометрический, визуальный и фильтрационный.

Фотометрический метод заключается в измерении мощности проходящего через пробу флюида инфракрасного излучения оптическим измерителем Newport 1918-R. Данный метод позволяет фиксировать моменты фазовых переходов в исследуемом флюиде.

Визуальный метод заключается в анализе серии снимков пробы флюида с ячейки микроскопа высокого давления Navitar UMR-5 и предназначен для исследования динамики образования твердой фазы.

Фильтрационный метод заключается в измерении перетока и разницы давлений в системе двух насосов, соединенных через фильтрующий элемент. Фильтрующая ячейка необходима также для очистки пробы флюида от механических примесей. Метод используется для регистрации фазовых переходов лишь тогда, когда интерпретация результатов других методов затруднена [5].

## **Результаты исследований**

### **1. Термобарометрия по стволу скважины**

Исследуемая скважина эксплуатирует горизонт D3fm фонтанным способом. Глубина перфорации 3185 м. Отбор проб и замер температуры/давления по стволу скважины осуществлялся в статике с глубины 2895 м. Давление отбора: 28,87 МПа.

Термобарометрия по стволу скважины представлена на рис. 1 в координатах глубина – давление/температура.

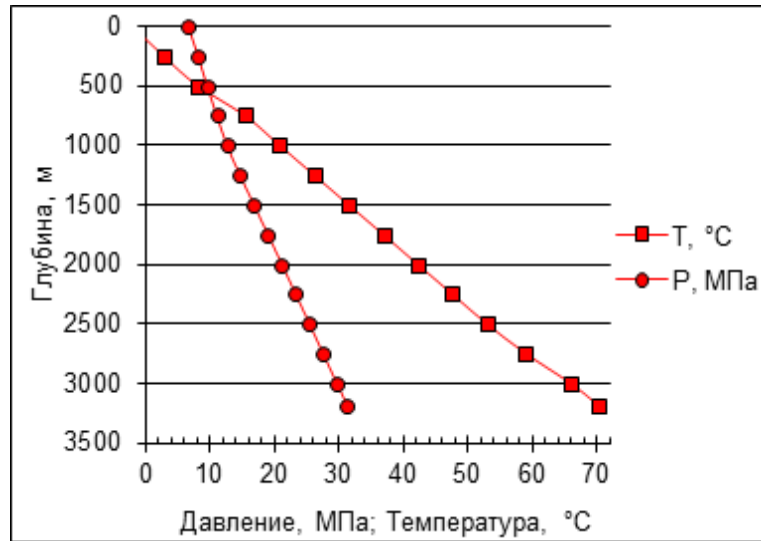


Рис. 1. Термобарометрия по стволу скважины

## 2. Результаты *PVT*-анализа

Основные результаты *PVT*-анализа пластовых флюидов представлены в табл. 1.

Таблица 1

### Свойства исследованной нефти

Параметр	Значение
Давление насыщения, МПа	
–70,3 °C	13,79
– 50 °C	13,15
– 20 °C	12,23
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	
– стандартная сепарация	84,30
Плотность пластовой нефти, кг/м <sup>3</sup>	
– при пластовых условиях	777,6
– при давлении насыщения	762,6
Плотность сепарированной нефти, кг/м <sup>3</sup>	
– стандартная сепарация	864,9
Вязкость, мПа·с	
– при пластовом давлении	1,244
– при давлении насыщения	1,052
– сепарированной нефти при 20 °C	13,92

Содержание, % вес.	
– парафина	6,050
– смол	15,65
– асфальтенов	2,480
– воды	следы
– механических примесей	0,005

### 3. Результаты термобарических исследований фазового поведения парафинов

Способность парафинов находиться в растворенном состоянии зависит от растворяющей способности нефти. При снижении температуры растворяющая способность нефти падает, и при температуре, равной температуре насыщения нефти парафином, начинается процесс выпадения твердой фазы. При дальнейшем охлаждении выделяется два температурных интервала кристаллизации парафинов:

- интервал наиболее интенсивного выпадения, в котором происходит интенсивный рост количества и размеров кристаллов парафинов;
- интервал полного выпадения, при котором количество частиц стабилизируется.

Термобарические исследования фазового поведения парафинов осуществлялись в режиме изобарического снижения температуры при ступенчатом снижении давления. Температура снижалась от 70,3 до 30,0 °С. Скорость снижения температуры 0,25 °С/мин. Давление снижалось от 31,3 (пластовое давление) до 0,1 МПа с шагом снижения давления 5 МПа. При снижении давления ниже давления насыщения нефти газом разгазирование осуществлялось по ступеням дифференциального разгазирования согласно программе *PVT*-анализа.

На рис. 2 представлены результаты фотометрического анализа при давлении 31,3 МПа в виде кривой зависимости мощности проходящего инфракрасного сигнала от температуры.

Мощность сигнала зависит от двух основных параметров флюида: плотности и количества твердых частиц, плавающих в нем. При температуре, равной температуре насыщения нефти парафином, в пробе флюида начинают образовываться мелкие кристаллы парафина, которые частично поглощают, частично рассеивают проходящий свет, что выражается в резком падении мощности проходящего сигнала.

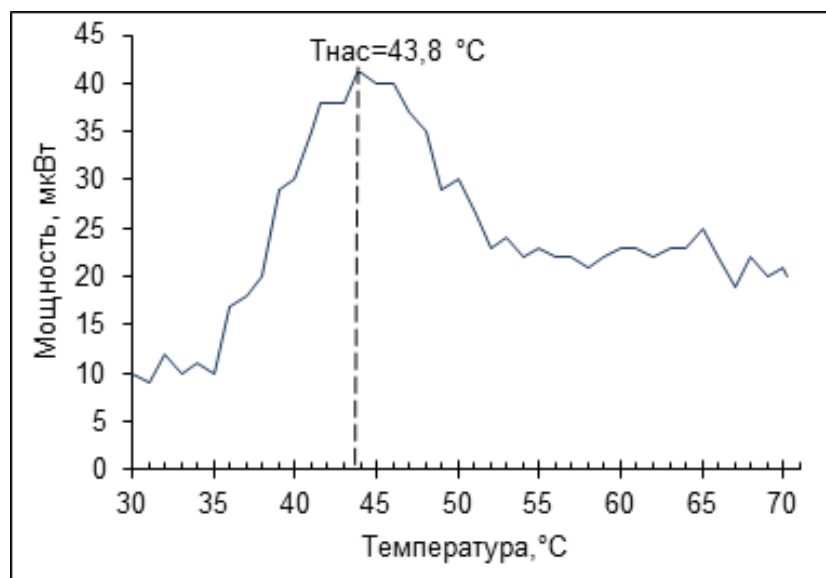


Рис. 2. Зависимость мощности проходящего инфракрасного сигнала от температуры при осаждении парафинов в нефти, находящейся при пластовом давлении

Перелом зависимости мощности инфракрасного сигнала от температуры зафиксирован при температуре 43,8 °C. Данная температура является температурой насыщения нефти парафином при пластовом давлении.

По результатам визуального исследования глубинной пробы при давлении 31,3 МПа зафиксировано 82 снимка пробы нефти. Снимки фиксировались через каждые 0,5 °C. Снимок № 1 соответствует началу эксперимента,  $P = 31,3$  МПа,  $T = 70,3$  °C, проба замешана до однородного состояния. Снимок № 55 соответствует температуре насыщения нефти парафином,  $P = 31,3$  МПа,  $T = 43,8$  °C. На снимке видны единичные плавающие в нефти твердые частицы. Снимок № 82 соответствует концу эксперимента,  $P = 31,3$  МПа,  $T = 30,0$  °C. Вся область снимка запарафинена, видны крупные парафиновые агрегаты. Каждый снимок проанализирован с помощью программного обеспечения ELLIX, получена информация о количестве твердых частиц и их геометрических параметрах. На рис. 3 представлен результат анализа в виде графика зависимости общей площади твердых частиц от температуры, совмещенного с перечисленными выше снимками. Белыми стрелками на снимке № 55 обозначены первые кристаллы парафина.

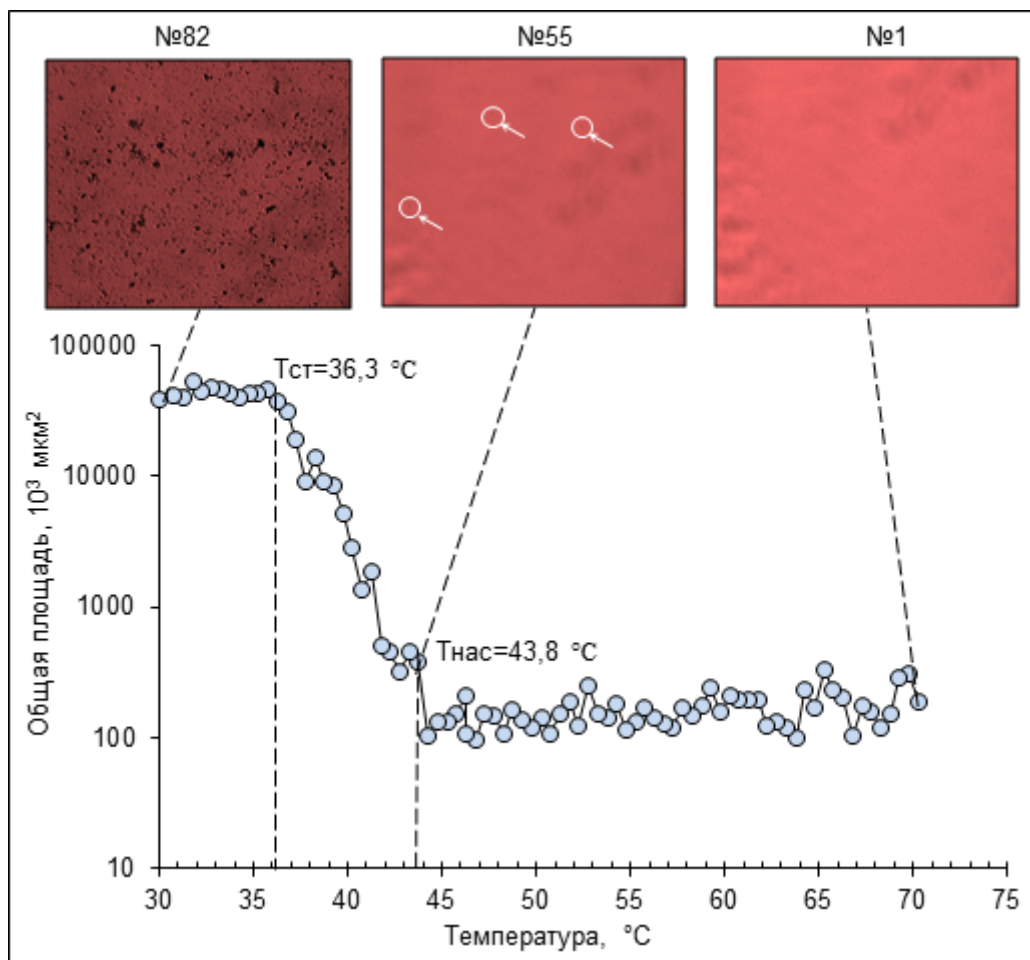


Рис. 3. Зависимость общей площади частиц от температуры при осаждении парафинов в нефти, находящейся при пластовом давлении

На графике видны три температурных интервала: от пластовой температуры до температуры насыщения нефти парафином, интервал интенсивного роста площади частиц и интервал стабилизации роста площади частиц. Температура стабилизации роста кристаллов парафинов  $T_{ст} = 36,3 \text{ } ^\circ\text{C}$ .

Интервал температур  $43,8\text{--}36,3 \text{ } ^\circ\text{C}$  является интервалом наибольшей агрегативной неустойчивости. При снижении температуры ниже  $36,3 \text{ } ^\circ\text{C}$  агрегативная устойчивость повышается, количество твердой фазы в потоке максимально.

Результаты исследований на каждой ступени давления представлены в табл. 2.

**Фазовое поведение парафинов**

Давление, МПа	Температура насыщения нефти парафином, °С	Температура стабилизации роста кристаллов парафинов, °С
31,3	43,8	36,3
25,0	42,8	35,3
20,0	41,8	34,0
15,0	40,5	32,7
8,5	39,2	31,7
5,5	38,9	31,5
2,5	39,2	31,7
1,0	39,3	32,0
0,1	39,7	32,4

**4. Результаты термобарических исследований фазового поведения асфальтенов**

Растворяющая способность нефти по отношению к асфальтенам складывается из растворяющих способностей фракций нефти. Растворяющая способность фракции увеличивается при возрастании углеродного числа. Таким образом, наименьшей растворяющей способностью обладают алканы (метан, этан и т.д.), а наилучшей – смолы. При снижении давления легкие фракции расширяются быстрее тяжелых, и при давлении насыщения нефти асфальтеном происходит нарушение равновесия фракций и фазовый переход асфальтенов в твердое или высоковязкое состояние [6]. При дальнейшем снижении давления начинается флокуляция асфальтенов, при которой их количество и размеры начинают резко расти, при этом кинетическая устойчивость нефти падает и начинается процесс активной седиментации.

Термобарические исследования фазового поведения асфальтенов проводились в режиме изотермического снижения давления при ступенчатом снижении температуры. Давление снижалось от 28,87 (давление отбора) до 14,0 МПа. Скорость снижения давления: 2 атм/мин. Диапазон температур исследования: 70,3–50 °С. Шаг снижения температуры: 10 °С.



На рис. 4 приведены результаты фотометрического анализа при температуре 70,3 °С в виде кривой зависимости мощности проходящего инфракрасного сигнала от давления.

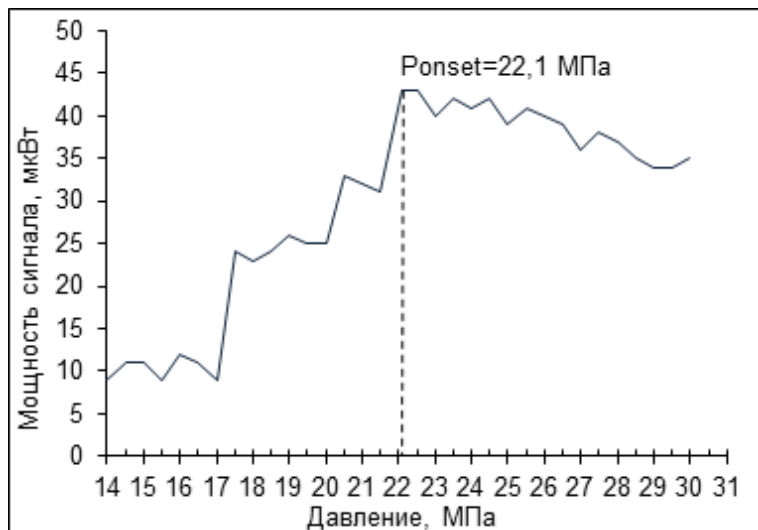


Рис. 4. Зависимость мощности инфракрасного сигнала от давления при исследовании осаждения асфальтенов в нефти, находящейся при пластовой температуре

Перелом зависимости мощности инфракрасного сигнала от давления зафиксирован при давлении 22,1 МПа. Данное давление является давлением насыщения нефти асфальтеном при пластовой температуре.

По результатам визуального исследования глубинной пробы при температуре 70,3 °С зафиксировано 422 снимка пробы нефти. Снимки фиксировались и анализировались сериями через 0,1 МПа. Снимок №1 соответствует началу эксперимента,  $P = 31,3$  МПа,  $T = 70,3$  °С, проба замешана до однородного состояния. Снимок №185 соответствует давлению насыщения нефти асфальтеном,  $P = 22,1$  МПа,  $T = 70,3$  °С. На снимке видны единичные плавающие твердые частицы. Снимок № 312 соответствует давлению флокуляции асфальтенов, количество твердой фазы на снимке резко возрастает. Снимок № 327 соответствует максимуму твердой фазы, зафиксированной в потоке,  $P = 16,9$  МПа,  $T = 70,3$  °С. Снимок № 422 соответствует концу эксперимента,  $P = 14,0$  МПа,  $T = 70,3$  °С, количество твердой фазы на снимке уменьшается. Каждый снимок проанализирован с помощью программного обеспечения ELLIX, получена информация о количестве твердых частиц и их геометрических параметрах. На рис. 5 представлен результат анализа в виде графика зави-

симости общей площади твердых частиц от давления, совмещенного с перечисленными выше снимками.

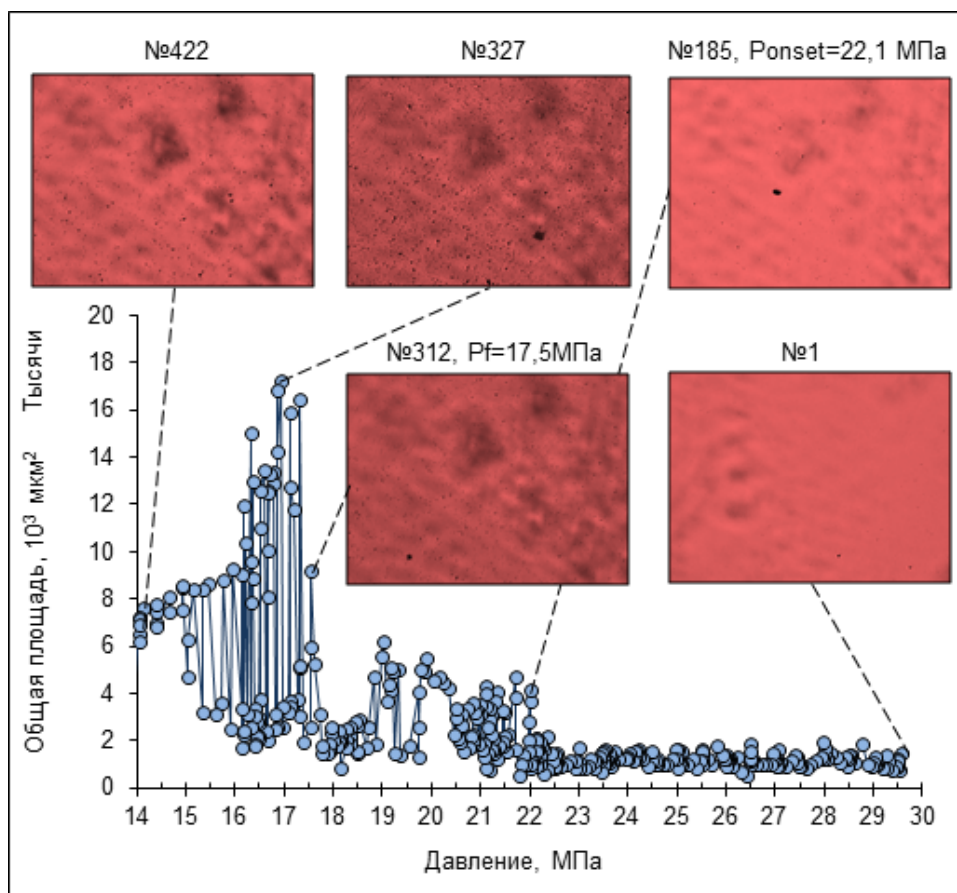


Рис. 5. Зависимость общей площади твердых частиц от давления при исследовании осаждения асфальтенов в нефти, находящейся при пластовой температуре

На графике видны три интервала давления: от пластового до давления насыщения нефти асфальтеном, интервал плавного роста площади твердых частиц и интервал пикообразного поведения кривой. Пикообразное поведение кривой при снижении давления ниже давления флокуляции объясняется вертикальной конструкцией визуальной ячейки, в которой фиксация седиментирующих асфальтеновых агрегатов имеет случайный характер.

Интервал давлений 22,1–17,5 МПа является интервалом наибольшей кинетической устойчивости образующихся частиц асфальтенов. При снижении давления ниже 17,5 МПа агрегативная и кинетическая устойчивости резко снижаются, количество твердой фазы в потоке максимально.

Результаты исследований на каждой ступени давления представлены в табл. 3.

Таблица 3

### Фазовое поведение асфальтенов

Температура, °С	Давление насыщения нефти асфальтеном, МПа	Давление флокуляции, МПа
70,3	22,1	17,5
60	22,8	17,7
50	23,8	18,3

### Обобщенные результаты исследований

Обобщенные результаты исследований представлены на рис. 6 в виде фазовой диаграммы пластового флюида.

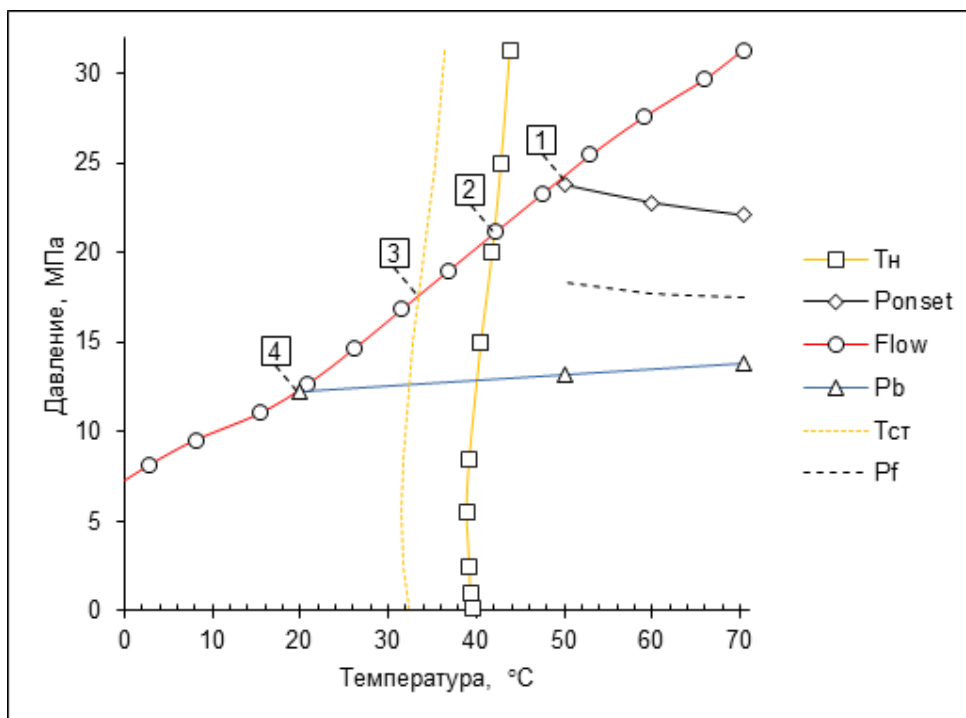


Рис. 6. Фазовая диаграмма пластового флюида: 1 – начало осаждения асфальтенов ( $H = 2200$  м); 2 – начало осаждения парафинов ( $H = 2000$  м); 3 – максимум твердой фазы в потоке ( $H = 1600$  м); 4 – начало разгазирования ( $H = 700$  м)

Линией «Flow» представлена термобарометрия по стволу скважины. Линией «Pb» представлена зависимость давления насыщения нефти газом от температуры. Кривая зависимости температуры насыщения нефти парафином от давления представлена линией «Tн», а температуры стабилизации роста площади твердых частиц парафинов от давления – линией «Tст». Линия «Ponset» представляет зависимость давления насыщения нефти асфальтеном от температуры, линия «Pf» – зависимость давления флокуляции асфальтенов от температуры.

Выше линии «Pb» газ растворен во флюиде, ниже – находится в свободном состоянии.

Справа от линии «Tн» парафины находятся в жидком состоянии, слева от нее – переходят в твердую фазу. Интервал от линии «Tн» до линии «Tст» является интервалом наибольшей агрегативной неустойчивости парафинов. Область левее линии «Tст» является областью агрегативной устойчивости выпавших парафинов.

Выше линии «Ponset» асфальтены находятся в жидком состоянии, ниже – переходят в твердую фазу. Интервал от линии «Ponset» до линии «Pf» является интервалом наибольшей кинетической устойчивости выпавших асфальтенов. Область ниже линии «Pf» является областью агрегативной и кинетической неустойчивости асфальтеновых агрегатов.

На основе анализа фазовой диаграммы пластового флюида можно сделать следующие выводы:

- 1) образование твердых частиц асфальтенов в потоке начинается на глубине 2200 м;
- 2) кристаллизация парафина в потоке начинается на глубине 2000 м;
- 3) максимум количества твердой фазы в потоке наблюдается на глубине 1600 м;
- 4) разгазирование скважинной продукции начинается на глубине 700 м.

Отложения асфальтенов в условиях скважины наблюдаются в интервале давления от давления насыщения нефти асфальтеном до давления насыщения нефти газом [7]; таким образом, интервал глубин 2200–700 м является интервалом высокого риска образования асфальтеновых отложений.

Интервал от глубины 2000 м до устья скважины является интервалом высокой вероятности образования парафиновых отложений.

Предположительно, максимальная скорость образования отложений асфальто-смоло-парафиновых веществ будет наблюдаться на глубине 1600 м, на которой в потоке зафиксирован максимум количества твердой фазы.

Не рекомендуется понижать пластовое давление ниже 22,1 МПа, так как это может привести к осаждению асфальтенов в пласте.

Таким образом, по результатам исследований сформировался базовый комплекс информации о фазовом поведении парафинов и асфальтенов в пластовом флюиде. Рекомендованы дальнейшие исследования, направленные на определение влияния фазовых переходов тяжелых компонентов пластовых флюидов на фильтрационно-емкостные свойства породы-коллектора и разработку методов борьбы с данными процессами.

Описание результатов исследований фильтрационно-емкостных свойств по рассматриваемой глубинной пробе представлено в [8]. На рис. 7 приведен пример результатов определения проницаемости по глубинной пробе нефти.

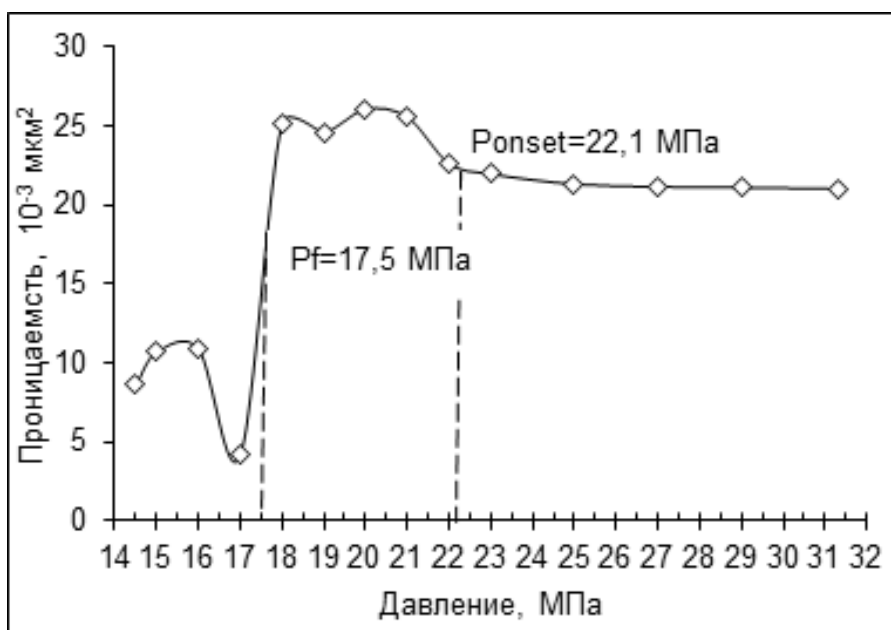


Рис. 7. Зависимость проницаемости керновой модели по глубинной пробе нефти от давления

Из графика на рис. 7 видно, что в интервале давлений от 17,0 до 18,0 МПа наблюдается снижение проницаемости керновой модели на 83% (с 25,1 до  $4,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>), что объясняется флокуляцией асфальтенов в поровом пространстве керна.

## Выводы и обсуждение

В настоящей статье освещена сложная природа фазовых переходов тяжелых компонентов пластовых флюидов и рассмотрены сопутствующие трудности при их исследовании. Результаты, приведенные в статье, убедительно показывают, что эти исследования обладают специфичными особенностями, во многом принципиально отличающими их от традиционных *PVT*-анализов. Несмотря на то, что исследования в этой области ведутся относительно давно, исследовательским центрам необходимо проделать огромную работу по сбору и систематизации результатов исследований для выработки единого регламентирующего документа на данные работы.

Авторы вносят посильный вклад в решение этой задачи. Предложенному методу построения областей стабильности компонентов, являющемуся уточнением хорошо зарекомендовавших себя в инженерной практике фазовых диаграмм, предстоит пройти обсуждение научно-инженерного сообщества и дополнительные лабораторные и промышленные исследования. Интеграция фазовых диаграмм областей стабильности в промышленные инженерные анализы может сыграть положительную роль в деле оптимизации процесса добычи нефти, в частности в сокращении затрат на реализацию мер борьбы с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Akbarzadeh K., Hammami A., Abdel Kharrat et al. Asphaltenes – problematic but rich in potential // Oilfield Rev. 2007. Summer. Vol. 19(2). P. 22–43. – Режим доступа: [http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/ors07/sum07/composite.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors07/sum07/composite.pdf).
2. Crude oil emulsions – composition stability and characterization / ed. by Manar El-Sayed Abdel-Raouf. InTech. 2012. 240 p.
3. ОСТ 153-39.2-048-2003 «Нефть. Исследование пластовых флюидов».
4. СТО РМНТК 153-39.2-002-2003 «Нефть. Отбор проб пластовых флюидов».
5. СТО РМНТК 153-39.2-001-2003 «Нефть. Методы исследования парафинистых нефтей».

6. *Ahmed T.* Equations of state and PVT analysis: Applications for improved reservoir modeling. Gulf Publ., 2007. – 562 p.
7. *Alkafeef, S.F.* et al. A Simplified method to predict and prevent asphaltene deposition in oil well tubing, field case // SPE Production & Facilities. Vol. 20, N 2 (May 2005).
8. *Лобанов А.А., Пустова Е.Ю., Белозеров И.П., Шулев В.Е., Юрьев А.В.* Экспериментальные исследования влияния выпадения асфальтенов на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов с использованием глубинных проб нефти на керновых моделях // Проблемы геологии и освоения недр: тр. XX Междунар. симпоз. имени акад. М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета. – Томск, 2016. – Т. 2.