УДК 622.276.5; https://doi.org/10.37878/2708-0080/2026-3.09
https://orcid.org/0009-0008-1127-7415
https://orcid.org/0000-0002-4258-7933
https://orcid.org/0000-0002-5615-2711
https://orcid.org/0000-0003-1588-3144
https://orcid.org/0009-0000-8632-8573

ПАРАФИНООБРАЗОВАНИЕ В ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ

Н.Ж. НУРЛЫБАЙ[1], докторант, *nurzhaina.nurlybay@yu.edu.kz*

А.Т. ЖОЛБАСАРОВА[1], кандидат технических наук, ассоциированый профессор, *akshyryn.zholbassarova@yu.edu.kz*

А.Р. ТОГАШЕВА[1], кандидат технических наук, ассоциированный профессор, *aliya.togasheva@yu.edu.kz*

Р.У. БАЯМИРОВА[1], кандидат технических наук, ассоциированый профессор, *ryskol.bayamirova@yu.edu.kz*

Е.Т. НУГУМАРОВ[2], исполнительный директор, *eldos.nugumarov@gmail.com*

[1]КАСПИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ТЕХНОЛОГИЙ И ИНЖИНИРИНГА ИМ. Ш.ЕСЕНОВА
Республика Казахстан, 130000, г. Актау, 32 мкр

[2]ТОО PETROLOGIC
Республика Казахстан, 130000, г. Актау, 14 мкр

В работе представлены результаты исследования условий образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в пластовой нефти месторождения Узень на примере горизонта Ю-13. Исследования выполнены с применением PVT-анализа с акустической резонансной системой (ARS), а также методом «холодного стержня».

Установлены температурные интервалы начала кристаллизации парафинов, формирования зон массовой кристаллизации и полного застывания нефти. Показано, что температура начала кристаллизации парафинов сопоставима с текущей пластовой температурой, что обусловливает высокую вероятность выпадения твердой фазы в пласте и призабойной зоне. Выявлено, что определяющим фактором парафинообразования является температурный режим, тогда как влияние растворенного газа носит второстепенный характер.

Полученные результаты могут быть использованы для обоснования технологических решений по предупреждению и снижению интенсивности АСПО на месторождении Узень.

***КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), парафинообразование, пластовая нефть, месторождение Узень, кристаллизация парафинов, вязкость нефти.*

ӨЗЕН КЕН ОРНЫНЫҢ ҚАБАТТЫҚ МҰНАЙЫНДА ПАРАФИН ТҮЗІЛУІ

Н.Ж. НУРЛЫБАЙ[1], докторант, *nurzhaina.nurlybay@yu.edu.kz*
А.Т. ЖОЛБАСАРОВА[1], техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор, *akshyryn.zholbassarova@yu.edu.kz*
А.Р. ТОГАШЕВА[1], техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор, *aliya.togasheva@yu.edu.kz*
Р.У. БАЯМИРОВА[1], техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор, *ryskol.bayamirova@yu.edu.kz*
Е.Т.НУГУМАРОВ[2], PetroLogic ЖШС атқарушы директоры, *eldos.nugumarov@gmail.com*

[1]Ш. ЕСЕНОВ АТЫНДАҒЫ КАСПИЙ МЕМЛЕКЕТТІК ТЕХНОЛОГИЯ ЖӘНЕ ИНЖИНИРИНГ УНИВЕРСИТЕТІ
Қазақстан Республикасы, 130000, Ақтау қ., 32 мкр

[2]PETROLOGIC ЖШС
Қазақстан Республикасы, 130000, Ақтау қ, 14 мкр

Жұмыста Өзен кен орнының Ю-13 горизонты мысалында қабаттық мұнайында асфальтсмолапарафин шөгінділерінің (АСПШ) түзілу шарттарын зерттеу нәтижелері келтірілген. Зерттеулер акустикалық резонанстық жүйемен (ARS) PVT талдауын, сонымен қатар "суық өзек"әдісін қолдану арқылы орындалған.

Парафиндердің кристалдануының басталуы, жаппай кристалдану аймақтарының қалыптасуының және мұнайдың толық қатуының температуралық аралықтары белгіленді. Парафиндердің кристалдануының басталу температурасын ағымдық қабат температурасымен салыстыруға болатындығы көрсетілген, бұл қабатта және түп маңы аймағында қатты фазаның түсу ықтималдығының жоғары болуына әкеледі. Парафин түзілуінің

анықтаушы факторы температуралық режим екені анықталды, ал еріген газдың әсері екіншілік сипатта.

Алынған нәтижелер Өзен кен орнындағы АСПШ қарқындылығының алдын алу және төмендету жөніндегі технологиялық шешімдерді негіздеу үшін пайдаланылуы мүмкін.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: *Асфальт-смола-парафиндік шөгінділер (АСПШ), парафин түзілуі, пласттық мұнай, Узень кен орны, парафиндердің кристалдануы, мұнайдың тұтқырлығы.*

PARAFFIN FORMATION IN THE RESERVOIR OIL OF THE UZEN DEPOSIT

N.Zh. NURLYBAI[1], doctoral student, *nurzhaina.nurlybay@yu.edu.kz*
A.T. ZHOLBASAROVA[1], candidate of technical sciences, associate professor, *akshyryn.zholbassarova@yu.edu.kz*
A.R. TOGASHEVA[1], candidate of technical sciences, associate professor, *aliya.togasheva@yu.edu.kz*
R.U. BAYAMIROVA[1], candidate of technical sciences, associate professor, *ryskol.bayamirova@yu.edu.kz*
Y.T. NUGUMAROV[2], executive director, *eldos.nugumarov@gmail.com*

[1]CASPIAN STATE UNIVERSITY OF TECHNOLOGIES AND ENGINEERING NAMED AFTER S. YESSENOV
Republic Kazakhstan, 13000, Aktau, micro area 32

[2]PETROLOGIC LTD., LLC
Republic Kazakhstan, Aktau 130000, micro area 14

The paper presents the results of a study of the conditions of formation of asphalt-resin-paraffin deposits (AFS) in the reservoir oil of the Uzen deposit using the example of the Yu-13 horizon. The studies were performed using PVT analysis with an acoustic resonance system (ARS), as well as the "cold rod" method.

The temperature ranges of the onset of crystallization of paraffins, the formation of zones of mass crystallization and complete solidification of oil have been established. It is shown that the temperature of the beginning of crystallization of paraffins is comparable to the current reservoir temperature, which causes a high probability of precipitation of the solid phase in the reservoir and the bottomhole zone. It is revealed that the determining factor of paraffin formation is the temperature regime, while the influence of dissolved gas is of secondary importance.

The results obtained can be used to substantiate technological solutions to prevent and reduce the intensity of AFS at the Uzen field.

KEYWORDS: *asphaltene–resin–paraffin deposits (ARPD), paraffin formation, reservoir oil, Uzen field, crystallization of paraffins, viscosity of oil.*

Введение. На поздней стадии разработки нефтяных месторождений одной из наиболее актуальных технологических проблем является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), существенно осложняющих эксплуатацию скважинного фонда. Данная проблема особенно значима для месторождения Узень, которое характеризуется высокой обводненностью продукции, снижением пластового давления и изменением термобарических условий в процессе длительной разработки.

АСПО представляют собой сложную многокомпонентную систему, включающую асфальтены, смолы и парафиновые углеводороды [1,2]. При движении флюида

от пласта к устью скважины происходит изменение давления и температуры, что приводит к нарушению термодинамического равновесия, кристаллизации парафиновых компонентов и их осаждению на поверхности оборудования. Формирование таких отложений снижает дебит скважин, сокращает межремонтный период и увеличивает эксплуатационные затраты [3,4].

Для нефти месторождения Узень характерно повышенное содержание парафиновых компонентов, что предопределяет её склонность к образованию асфальтосмолопарафиновых отложений. Интенсивность парафиноотложения определяется снижением температуры потока, изменением компонентного состава нефти и гидродинамическими условиями движения флюида [5,6]. При этом определяющим фактором остаётся температурный режим, обусловливающий переход парафиновых углеводородов в твёрдую фазу.

Для условий месторождения Узень (горизонт Ю-13) выполнено комплексное исследование процессов парафинообразования в пластовой нефти с использованием PVT-анализа и акустической резонансной системы ARS [7,8] в сочетании с моделированием процессов парафиноотложения методом «холодного стержня».

Установлены температурные интервалы начала кристаллизации парафинов, формирования зон массовой кристаллизации и полного застывания нефти в зависимости от пластовых условий и газосодержания [9,10].

Практическая значимость работы заключается в возможности использования полученных результатов для прогнозирования условий образования АСПО [11,12], оценки риска снижения проницаемости коллектора и обоснования технологических мероприятий по предупреждению парафиноотложений в условиях месторождения Узень.

Материалы и методы исследования

Объектом исследования являлась пластовая нефть месторождения Узень, горизонт Ю-13, находящегося на поздней стадии разработки. Месторождение характеризуется длительным периодом заводнения, высокой обводненностью продукции и снижением пластовой температуры вследствие закачки холодной воды.

Исследуемая нефть относится к категории высокопарафинистых и характеризуется содержанием парафинов в пределах 17,4 - 18,8 % масс., температурой плавления парафинов 60–63 °С и температурой застывания нефти 32–36 °С. Содержание асфальтенов невелико (0,1–0,5 % масс.), при этом содержание смол варьируется в широком диапазоне, что указывает на различную степень смолистости нефти по скважинам.

Для проведения исследований были отобраны скважины, расположенные в зонах с различными термобарическими условиями:

- зона пониженной пластовой температуры (24 скважины);
- зона повышенной (близкой к начальной) температуры (16 скважин).

Такое разделение позволило оценить влияние температурного фактора на процессы кристаллизации парафинов и образование асфальтосмолопарафиновых отложений [13].

Исследования проводились на рекомбинированных пробах пластовой нефти с газосодержанием 0,25 и 50 м³/т. Эксперименты выполнялись при пластовом давлении в температурном диапазоне 90–20 °С в режиме ступенчатого охлаждения с

последующим нагревом. Перед началом экспериментов образцы термостатировали при 90 °С, при которой нефть находилась в однородном жидком состоянии.

Фазовые переходы пластовой нефти исследовались на PVT-установке Model 3000 GL (Chandler Engineering, США), оснащенной акустической резонансной системой ARS SPR-105. Метод ARS основан на регистрации изменений акустических характеристик среды, возникающих при образовании твердой фазы. Метод ARS основан на регистрации изменений акустических характеристик среды, возникающих при образовании твёрдой фазы, и позволяет фиксировать начальные стадии кристаллизации парафинов, недоступные для визуального наблюдения [14].

В ходе экспериментов регистрировались следующие параметры: температура начала кристаллизации отдельных кристаллов парафина; температура формирования зон массовой кристаллизации; температура полного застывания нефти.

Для моделирования процессов образования твердых отложений в условиях, приближенных к скважинным, применялся метод «холодного стержня». Металлический стержень с регулируемой температурой погружался в нефтяную среду, нагретую до 60 °С. Температура стержня изменялась в диапазоне 15–30 °С, что позволяло моделировать локальные зоны охлаждения [15,16], характерные для призабойной зоны и скважинного оборудования.

На основе промысловых данных построена карта распределения пластовой температуры по площади горизонта Ю-13 (*рисунок 1*).

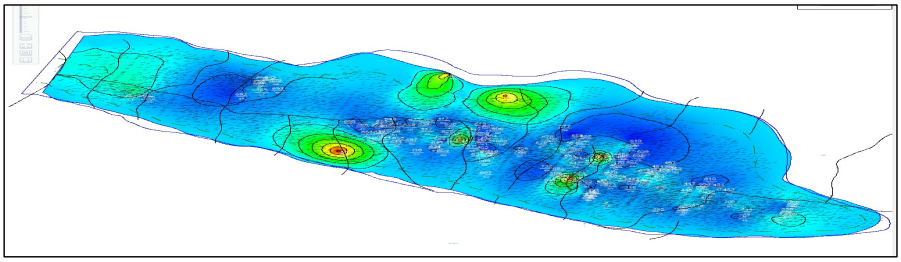

Рисунок 1 - **Карта распределения пластовой температуры по площади 13-го горизонта месторождения Узень**

На *рисунке 2* представлена динамика содержания парафина в дегазированной нефти месторождения Узень по различным объектам (Ю-13 – Ю-18) за длительный период наблюдений.

Проанализирована динамика содержания парафина в дегазированной нефти по объектам Ю-13–Ю-18. Установлено, что в 1960–1980-е годы содержание парафина составляло около 18–29 % масс., тогда как после 2000-х годов оно стабилизировалось на уровне 17–19 % масс. Несмотря на общую тенденцию к снижению парафинистости, содержание парафинов остается достаточно высоким и сохраняет актуальность проблемы АСПО.

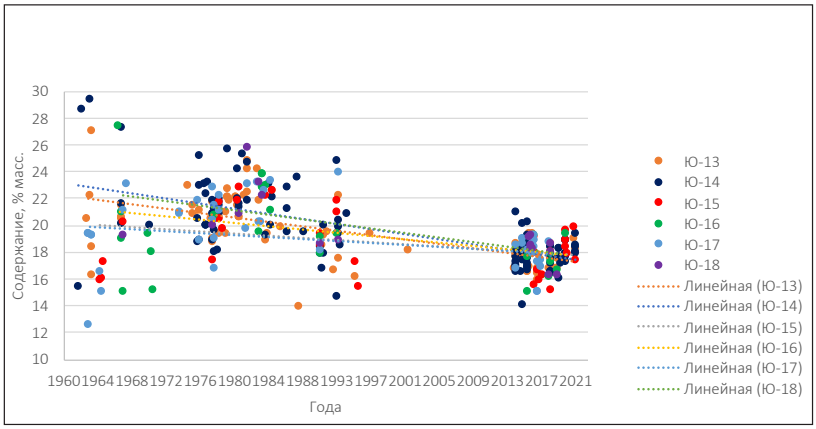

Рисунок 2 - **Динамика содержания парафина в дегазированной нефти месторождения Узень по годам**

Таблица 1 демонстрирует комплекс исследований по изучению условий выпадения парафина в пластовой нефти и керновом материале 13 горизонтов месторождения.

Таблица 1 – **Структура исследований условий парафинообразования по 13 горизонту**

Метод исследования	Назначение
PVT-анализ с модулем ARS	Определение температуры начала кристаллизации парафинов и фазовых переходов
Определение температуры застывания нефти	Оценка склонности нефти к структурообразованию
Определение температуры плавления парафинов	Характеристика термических свойств парафиновой фазы
Измерение вязкости	Исследование реологических свойств нефти
Анализ содержания асфальтенов, смол и парафинов	Определение компонентного состава нефти
Метод «холодного стержня»	Моделирование процессов парафиноотложения в условиях, приближенных к скважинным

Комплекс исследований позволил оценить влияние температуры, газосодержания и состава нефти на процессы кристаллизации парафинов и образования АСПО в условиях горизонта Ю-13 месторождения Узень.

Представленные данные характеризуют комплексный и поэтапный подход к исследованию условий выпадения парафина, охватывающий как лабораторные исследования пластовой нефти, так и моделирование процессов в поровом пространстве пласта.

На *рисунке 3* представлена зависимость интенсивности сигнала (Сигнал) от температуры для дегазированной нефти и нефти с различным газосодержанием (ГС = 25 и 50 м³/т).

Анализ кривых показывает, что при относительно низких температурах (около

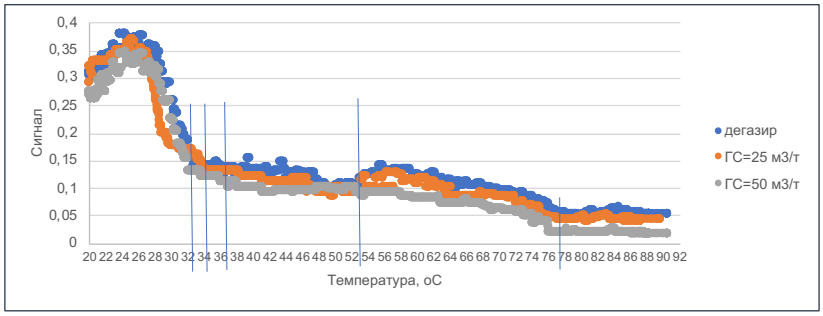

Рисунок 3 - **Температура насыщения парафином. Скважина 7279**

22–30°C) наблюдаются максимальные значения сигнала (до 0,35–0,38), что связано с наличием значительного количества растворенных и кристаллизующихся парафиновых компонентов. По мере повышения температуры происходит резкое снижение сигнала, особенно в интервале 30–40°C, что указывает на переход парафиновых соединений в растворенное состояние и уменьшение их структурированности.

В диапазоне температур выше 40 °C наблюдается постепенное и более плавное снижение сигнала для всех исследуемых образцов. При этом дегазированная нефть характеризуется несколько более высокими значениями сигнала по сравнению с нефтью, содержащей газ, что свидетельствует о более высокой склонности к структурообразованию парафиновых компонентов.

С увеличением газосодержания отмечается снижение интенсивности сигнала по всей температурной кривой. Это объясняется тем, что растворенный газ способствует разжижению нефти и снижает вероятность образования парафиновых структур.

С целью изучения особенностей фазовых переходов были рассмотрены образцы нефти из скважин, расположенных в зоне пониженной пластовой температуры (скв. 1559, 7203, 5124, 8885, 4217, 1462, 4633, 2908, 6739, 7596) и зоне начальной пластовой температуры (скв. 7863, 7279) (*рисунок 4–б*). Анализ выполнялся при понижении температуры от 90 °C, когда нефть находится в полностью жидком состоянии, до 20 °C, при которой наблюдается полная кристаллизация и застывание нефтяной системы.

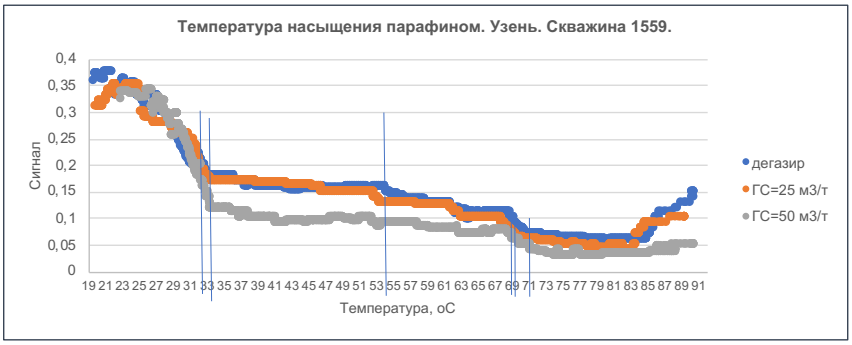

Рисунок 4 - **Температура насыщения парафином. Скважина 1559**

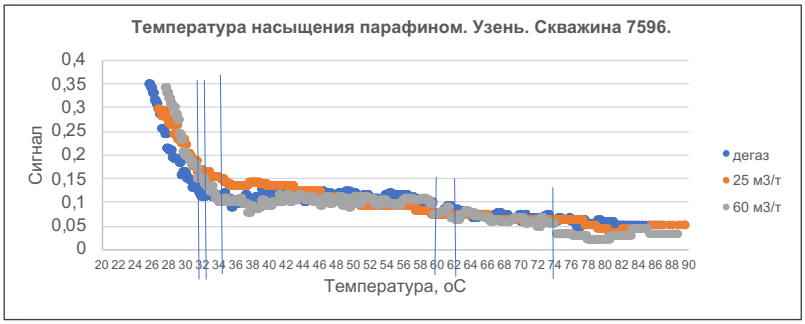

Рисунок 5 - **Температура насыщения парафином. Скважина 7596**

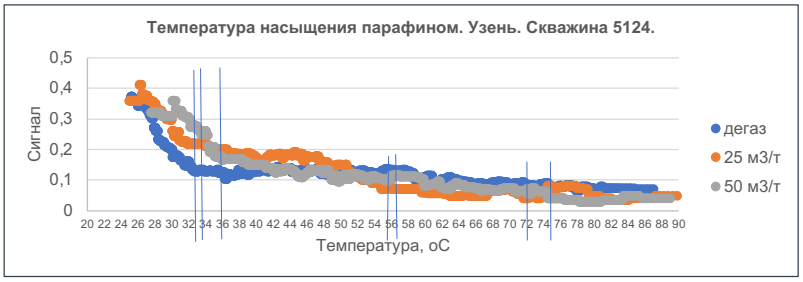

Рисунок 6 - **Температура насыщения парафином. Скважина 5124**

При снижении температуры в диапазоне 80-60°С можно наблюдать один или несколько небольших пиков с возрастанием силы сигнала АРС, что можно интерпретировать как образования отдельных кристаллов парафинов или начальных зон образования твердой фазы (Тнас).

Участок подъема кривой после первых колебаний в диапазоне 60–30 °С до участка выраженного подъема кривой - в среднем 30°С (начало полного застывание нефти), который наблюдается на всех графиках, соответствует температуре начала формирования зон массовой кристаллизации парафина, образованию стабильной кристаллической решетки по всему исследуемому образцу пластового флюида.

Анализ выявления фазовых переходов (*таблица 2*) в рекомбинированной нефти (газонасыщенной) и дегазированной нефти (без газа) показал, что присутствие растворенного газа незначительно влияет на значения температуры начала кристаллизации парафина, а также на начало формирования зоны массовой кристаллизации (*рисунок 8*).

Анализ выявления фазовых переходов (таблица 2) в рекомбинированной и дегазированной нефти показал, что присутствие растворённого газа оказывает незначительное влияние на температуру начала кристаллизации парафинов и формирование зон массовой кристаллизации.

В пластовых условиях температура начала кристаллизации отдельных кристаллов парафина изменяется в диапазоне от +71 до +84 °С.

Начало формирования зон массовой кристаллизации наблюдается в диапазоне +47…+62 °С.

Полное застывание пластовой нефти происходит в диапазоне +32…+36 °С.

Таблица 2 - **Анализ выявления фазовых переходов**

Локализация по пластовой температуре	Скв.	Дата отбора проб	Газо-содержание	Температура °С		
				образования первых кристаллов парафинов	начало формирования зон массовой кристаллизации парафинов	застывания пластовой нефти
пониженной	1559	13.06.2023	при 50 м³/т	+71	+54	+34
			при 25 м³/т	+69	+54	+34
			дегазир	+69	+54	+33
пониженной	7203	13.06.2023	при 50 м³/т	+73	+47	+31
			при 25 м³/т	+72	+46	+33
			дегазир	+71	+45	+33
пониженной	6739	24.08.2023	при 50 м³/т	+72	+54	+34
			при 25 м³/т	+70	+54	+32
			дегазир	+68	+44	+31
пониженной	5124	24.08.2023	при 50 м³/т	+74	+56	+35
			при 25 м³/т	+72	+55	+32
			дегазир	+72	+55	+32
пониженной	8885	24.08.2023	при 50 м³/т	+72	+52	+34
			при 25 м³/т	+69	+52	+32
			дегазир	+64	+52	+32
пониженной	4217	24.08.2023	при 50 м³/т	+74	+64	+34
			при 25 м³/т	+72	+62	+32
			дегазир	+72	+62	+31
пониженной	4633	24.08.2023	при 50 м³/т	+72	+52	+35
			при 25 м³/т	+72	+52	+34
			дегазир	+72	+52	+33
пониженной	4217	24.08.2023	при 50 м³/т	+74	+56	+33
			при 25 м³/т	+71	+56	+32
			дегазир	+71	+56	+32
пониженной	2909	24.08.2023	при 50 м³/т	+74	+53	+32
			при 25 м³/т	+70	+53	+29
			дегазир	+70	+53	+29
пониженной	7596	24.08.2023	при 50 м³/т	+73	+62	+34
			при 25 м³/т	+73	+60	+32
			дегазир	+73	+60	+32
пониженной	7777	12.06.2023	дегазир	+74	+44	+32
пониженной	7158	12.06.2023	дегазир	+71	+44	+32
пониженной	6910	13.06.2023	дегазир	+71	+48	+32
пониженной	3524	12.06.2023	дегазир	+76	+60	+35
повышенной	7279	13.06.2023	при 50 м³/т	+76	+54	+36
			при 25 м³/т	+76	+54	+34
			дегазир	+76	+54	+33
повышенной	7863	13.06.2023	при 50 м³/т	+74	+47	+34
			при 25 м³/т	+71	+47	+32
			дегазир	+71	+47	+32
повышенной	9677	13.06.2023	дегазир	+72	+50	+34
повышенной	8084	12.06.2023	дегазир	+84	+62	+36

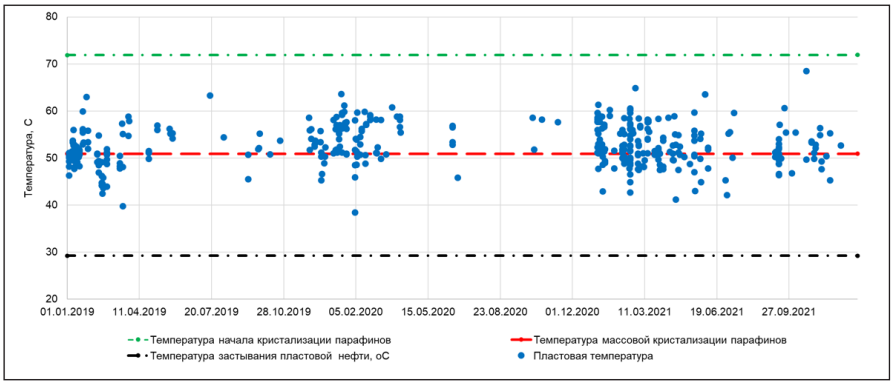

Рисунок 7 - **Анализ выявления фазовых переходов**

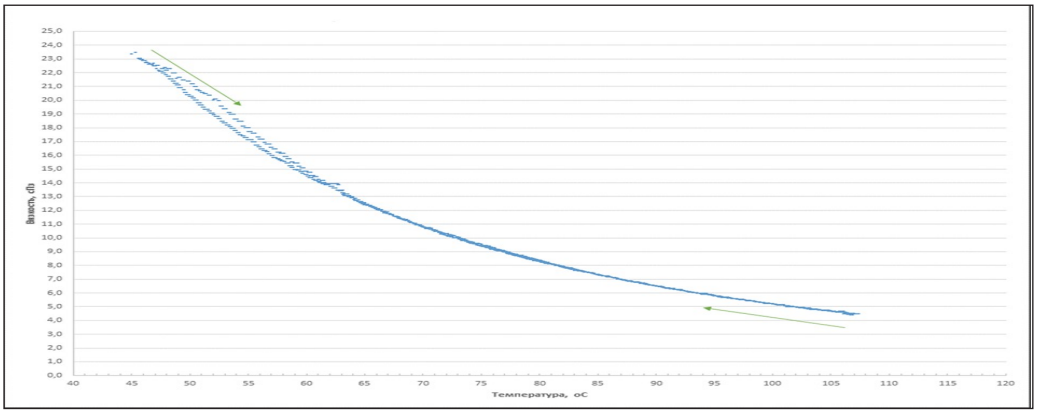

Рисунок 8 - **Зависимость вязкости от температуры**

В интервале 45-60°С вязкость имеет более высокие значения при соответствующих температурах (*рисунок 9*).

Результаты и обсуждение

Результаты исследований показали, что температурный фактор оказывает определяющее влияние на процессы формирования АСПО. При охлаждении нефти от 80-90°С до 60 °С фиксируются начальные пики акустического сигнала, соответствующие зарождению отдельных кристаллов парафина. В интервале температур 60–30 °С наблюдается интенсивный рост сигнала, что свидетельствует о формировании пространственно связанной кристаллической структуры и переходе к стадии массовой кристаллизации. Данный температурный диапазон является критическим с точки зрения образования устойчивых отложений в скважинных условиях.

Сравнительный анализ скважин, расположенных в зонах с различной пластовой температурой, показал, что в зонах пониженных температур процессы кристаллизации и структурообразования протекают более интенсивно. Для таких скважин характерны более высокие температуры начала выпадения парафина и более выраженные зоны массовой кристаллизации, что увеличивает риск формирования АСПО в призабойной зоне и на глубинно-насосном оборудовании.

Результаты исследований методом «холодного стержня» подтвердили, что локальное охлаждение поверхности оборудования является одним из ключевых факторов, инициирующих осаждение парафина. При снижении температуры поверхности до 15–30 °С наблюдается активное образование твердых отложений, что соответствует условиям эксплуатации скважин при интенсивном теплообмене.

Анализ динамики содержания парафина в нефти месторождения Узень за длительный период показал тенденцию к снижению парафинистости (с 18–29 % до 17–19 % масс.), что может быть связано с изменением условий разработки, в том числе с длительным заводнением, вовлечением в эксплуатацию новых участков и смешением флюидов. Несмотря на это, уровень содержания парафинов остается достаточно высоким, что сохраняет актуальность проблемы АСПО.

Анализ реологических свойств показал, что при снижении температуры ниже 45 °С происходит резкое увеличение вязкости нефти, связанное с развитием кристаллической структуры парафинов. При последующем нагреве до 60–65 °С вязкость восстанавливается, что подтверждает обратимый характер структурных изменений. Температурный интервал 45–60 °С является критическим, поскольку в нем нефть наиболее чувствительна к изменению температуры.

Таким образом, ключевыми факторами, определяющими процессы образования АСПО на месторождении Узень, являются температурный режим, содержание парафиновых компонентов и условия теплообмена в скважине. Полученные данные указывают на необходимость контроля температурного режима при эксплуатации скважин, особенно в зонах пониженной пластовой температуры.

Заключение и выводы

Проведённые исследования фазового поведения пластовой нефти месторождения Узень (горизонт Ю-13) с применением методов PVT-ARS и моделирования на установке «холодного стержня» позволили установить основные закономерности кристаллизации парафинов и формирования асфальтосмолопарафиновых отложений.

Установлено, что температура начала кристаллизации парафинов сопоставима с текущей пластовой температурой, а в отдельных зонах может превышать её. Это свидетельствует о высокой вероятности образования твёрдой фазы непосредственно в пласте и призабойной зоне, что повышает риск снижения фильтрационно-ёмкостных свойств коллектора и осложнения эксплуатации скважин.

Показано, что различие между температурой застывания пластовой и дегазированной нефти не превышает 1–2 °С и не зависит от зоны отбора проб, что указывает на незначительное влияние растворенного газа на температурные параметры фазовых переходов.

Показано, что определяющим фактором парафинообразования является температурный режим. Наиболее критическим является температурный интервал 45–60 °С, в котором наблюдаются интенсивное структурообразование и значительный рост вязкости нефти.

Исследования методом «холодного стержня» подтвердили, что локальное охлаждение поверхности оборудования способствует активному осаждению парафинов и формированию устойчивых отложений.

Полученные результаты подтверждают высокую склонность нефти горизонта Ю-13 к образованию АСПО и могут быть использованы для прогнозирования зон

риска парафиноотложения, а также для обоснования технологических мероприятий по предупреждению осложнений при разработке месторождения Узень.

Работа выполнена при поддержке Комитета науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан (грант № AP26101849)

ЛИТЕРАТУРА

1 Н.А. Аббакумова, Л.М. Петрова, Т.Р. Фосс, Г.В. Романов // Материалы международной научно-практической конференции. Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов. Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ. – 2007. – С. 47-50. [N.A. Abbakumova, L.M. Petrova, T.R. Foss, G.V. Romanov // Materialy mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoj konferencii. Povyshenie nefteotdachi plastov na pozdnej stadii razrabotki neftyanyh mestorozhdenij i kompleksnoe osvoenie vysokovyazkih neftej i prirodnyh bitumov. Kazan': Izd-vo «FEN» AN RT. – 2007. – S. 47-50.]

2 Бабалян Г.А. Борьба с отложениями парафина // М.: Недра, 1965. – 339 с. [Babalyan G.A. Bor'ba s otlozheniyami parafina // M.: Nedra, 1965. – 339 s.]

3 Баймухаметов М.К. Совершенствование технологий борьбы с АСПО в нефтепромысловых системах на месторождениях Башкортостана // Автореферат диссертации на соискание учёной степени к.т.н. Уфа. – 2005. [Bajmuhametov M.K. Sovershenstvovanie tekhnologij bor'by s ASPO v neftepromyslovyh sistemah na mestorozhdeniyah Bashkortostana // Avtoreferat dissertacii na soiskanie uchyonoj stepeni k.t.n. Ufa. – 2005.]

4 Бронфин Н. Б. Состав отложений нефти // Сборник научных трудов. СоюздорНИИ, 1971. – Вып.9. – С. 69-72. [Bronfin N. B. Sostav otlozhenij nefti // Sbornik nauchnyh trudov. SoyuzdorNII, 1971. – Vyp.9. – S. 69-72.]

5 Волков В. А. О математических моделях кристаллизации частиц в двухфазном потоке // Изв. АН СССР. Механика жидкости и газа, 1989. – №6. – С. 77-84. [Volkov V. A. O matematicheskih modelyah kristallizacii chastic v dvuhfaznom potoke // Izv. AN SSSR. Mekhanika zhidkosti i gaza, 1989. – №6. – S. 77-84.]

6 Гумеров Р. Р. Сравнительный анализ технологий по предупреждению и удалению АСПО и матрица их применения на месторождениях ОАО «Газпром нефть» // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т.9, № 2. – С. 87-90. [Gumerov R. R. Sravnitel'nyj analiz tekhnologij po preduprezhdeniyu i udaleniyu ASPO i matrica ih primeneniya na mestorozhdeniyah OAO «Gazprom neft'» // Neftegazovoe delo. – 2011. – T.9, № 2. – S. 87-90.]

7 Гусев В. И. Методы совершенствования технологии эксплуатации скважин при добыче вязких нефтей // Нефтяное хозяйство. – 1981. – № 4. – С. 40-43. [Gusev V. I. Metody sovershenstvovaniya tekhnologii ekspluatacii skvazhin pri dobyche vyazkih neftej // Neftyanoe hozyajstvo. – 1981. – № 4. – S. 40-43]

8 ГОСТ 33-2000 (ИСО 3104-94) Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости, ASTM D 445 "Стандартный метод испытаний для определения кинематической вязкости прозрачных и непрозрачных жидкостей и вычисления динамической вязкости". – 8 с. [GOST 33-2000 (ISO 3104-94) Nefteprodukty. Prozrachnye i neprozrachnye zhidkosti. Opredelenie kinematicheskoj vyazkosti i raschet dinamicheskoj vyazkosti, ASTM D 445 "Standartnyj metod ispytanij dlya opredeleniya kinematicheskoj vyazkosti prozrachnyh i neprozrachnyh zhidkostej i vychisleniya dinamicheskoj vyazkosti". – 8 s.]

9 Жданов К. Т. Об образовании смолопарафиновых отложений в нефтепроводах // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1981. – Вып.3. –

С. 11-12. [ZHdanov K. T. Ob obrazovanii smoloparafinovyh otlozhenij v nefteprovodah // Transport i hranenie nefti i nefteproduktov. – M.: VNIIOENG, 1981. – Vyp.3. – S. 11-12.]

10 Казакова, Л. П. Твердые парафины нефти // М.: Химия, 1986. – 171 с. [Kazakova, L. P. Tverdye parafiny nefti // M.: Himiya, 1986. – 171 s.]

11 Костарев Н. А., Труфанова Н. М. Исследование процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине с учетом процесса парафинообразования // Автоматизированные системы управления и информационные технологии: материалы все-рос. науч.-техн. конф. (г. Пермь, 23 мая 2017 г.): в 2 т. Т. 2 / М-во образования и науки Рос. Федерации, Перм. нац. исслед. политехн. ун-т. – Пермь: Изд-во ПНИПУ, 2017. – С. 136-142. [Kostarev N. A., Trufanova N. M. Issledovanie processov teplomassoperenosa v neftyanoj skvazhine s uchetom processa parafinoobrazovaniya // Avtomatizirovannye sistemy upravleniya i informacionnye tekhnologii: materialy vse-ros. nauch.-tekhn. konf. (g. Perm', 23 maya 2017 g.): v 2 t. T. 2 / M-vo obrazovaniya i nauki Ros. Federacii, Perm. nac. issled. politekhn. un-t. – Perm': Izd-vo PNIPU, 2017. – S. 136-142.]

12 Мазепа Б. А. Защита нефтепромыслового оборудования от парафиновых отложений // М.: Недра, 1972. – 119 с. [Mazepa B. A. Zashchita neftepromyslovogo oborudovaniya ot parafinovyh otlozhenij // M.: Nedra, 1972. – 119 s.]

13 Небогина Н.А., Прозорова И.В., Юдина Н.В. Особенности формирования и осадкообразования водонефтяных эмульсий // Нефтепереработка и нефтехимия, 2008. – №1. – С. 21-23. [Nebogina N.A., Prozorova I.V., YUdina N.V. Osobennosti formirovaniya i osadkoobrazovaniya vodoneftyanyh emul'sij // Neftepererabotka i neftekhimiya, 2008. – №1. – S. 21-23.]

14 Непримеров Н. Н. Экспериментальное исследование некоторых особенностей добычи парафинистой нефти // Казань: Издательство Казанского университета, 1958. [Neprimerov N. N. Eksperimental'noe issledovanie nekotoryh osobennostej dobychi parafinistoj nefti // Kazan': Izdatel'stvo Kazanskogo universiteta, 1958.]

15 Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях // ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с. [Persiyancev M.N. Dobycha nefti v oslozhnennyh usloviyah // OOO «Nedra-Biznescentr», 2000. – 653 s.]

16 Татьянина О.С. Исследование эффективности реагентов, предупреждающих образование парафиновых отложений // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – 2009. – С. 341-347. [Tat'yanina O.S. Issledovanie effektivnosti reagentov, preduprezhdayushchih obrazovanie parafinovyh otlozhenij // Sbornik nauchnyh trudov TatNIPIneft'. – 2009. – S. 341-347.]