

УДК 622.692.4:338.47:339.564; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2026-2.17>

<https://orcid.org/0000-0001-9742-9679>

<https://orcid.org/0009-0008-1983-5426>

<https://orcid.org/0009-0003-1189-0045>

<https://orcid.org/0009-0008-5734-0037>

<https://orcid.org/0009-0008-6274-3877>

ОБРАЗОВАНИЕ АСФАЛЬТО-СМОЛИСТО-ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ СРС BLEND



А.Т. САГИНАЕВ,
доктор химических наук,
профессор, профессор
asaginaev@mail.ru



А.С. УАКБАЕВА,
магистр технических наук,
студент докторантуры
albino4ka_4ever@mail.ru



А.С. БАЛКЕМБАЙ,
магистр педагогических
наук, преподаватель
akku.balkimbay@aogu.edu.kz



А.Н. СЫДЫҚ,
студент магистратуры,
sidikaru@gmail.com

Ж.К. БАҚТЫҒАЛИЕВА, студент магистратуры, zhuldyz.baktygaliyeva@inbox.ru

АТЫРАУСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА ИМ. С. УТЕБАЕВА,
Республика Казахстан, 060027, г. Атырау, ул. М. Баймуханова, 45А

В статье представлены результаты комплексного анализа физико-химических свойств и углеводородного состава экспортной нефти CPC Blend, транспортируемой по магистральному нефтепроводу Каспийский трубопроводный консорциум – Казахстан (КТК-К). Установлены закономерности формирования асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) и рассмотрены механизмы их образования при понижении температуры и изменении гидродинамических условий перекачки. Показано, что высокое содержание парафиновых углеводородов (45–55 масс. %) способствует интенсивной кристаллизации восков, росту вязкости, ухудшению реологических характеристик нефти и снижению пропускной способности трубопровода, что повышает риски технологических осложнений, увеличивает энергозатраты на транспортировку и может приводить к частичной или полной блокировке потока.

Проведён сравнительный технико-экономический анализ трёх ключевых экспортных маршрутов нефти Казахстана и Каспийского региона — КТК-К, Атырау–Самара и Баку–Тбилиси–Джейхан — с оценкой их пропускной способности, фактических объёмов прокачки, сырьевой базы и значимости для нефтеперерабатывающих рынков. Подчёркнута стратегическая роль CPC Blend как лёгкой, малосернистой нефти с высоким выходом светлых фракций, востребованной на НПЗ для процессов риформинга и гидрокрекинга.

Полученные результаты обосновывают необходимость системного мониторинга отложений, прогнозирования рисков парафинизации и внедрения превентивных методов контроля (депрессорные присадки, термохимическая обработка, очистка трубопроводов), направленных на повышение надёжности и эффективности магистрального транспорта нефти.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: КТК-К, магистральный нефтепровод, экспорт нефти, энергетическая безопасность, объёмы прокачки, логистика, АСПО.

СРС BLEND МҰНАЙЫН ТАСЫМАЛДАУ КЕЗІНДЕ АСФАЛЬТТЫ-ШАЙЫРЛЫ-ПАРАФИНДІ ШӨГІНДІЛЕРДІҢ ТҮЗІЛУІ

А.Т. САГИНАЕВ, химия ғылымдарының докторы, профессор, asaginaev@mail.ru

А.С. УАКБАЕВА, техника ғылымдарының магистры, albino4ka_4ever@mail.ru

А.С. БАЛКЕМБАЙ, педагогика ғылымдарының магистры, akku.balkimbay@aogu.edu.kz

А.Н. СЫДЫҚ, магистратура студенті, sidikaru@gmail.com

Ж.К. БАҚТЫҒАЛИЕВА, магистратура студенті, zhuldyz.baktygaliyeva@inbox.ru

С. ӨТЕБАЕВ АТЫНДАҒЫ АТЫРАУ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ УНИВЕРСИТЕТІ,
Қазақстан Республикасы, 060027, Атырау, Баймұханов к., 45А

Мақалада Каспий құбыр консорциумы – Қазақстан (КТК-К) магистральдық мұнай құбыры арқылы тасымалданатын CPC Blend экспорттық мұнайының физика-химиялық қасиеттері мен көмірсутектік құрамына кешенді талдау нәтижелері келтірілген. Асфальтен-шайыр-парафинді шөгінділердің (АШПШ) түзілу заңдылықтары анықталып, температураның төмендеуі және ағынның гидродинамикалық жағдайларының өзгеруі кезіндегі олардың пайда болу механизмдері қарастырылған. Парафинді көмірсутектердің жоғары мөлшері (45–55 масс. %) балауыздың кристалдануын күшейтіп, тұтқырлықтың артуына, мұнайдың реологиялық қасиеттерінің нашарлауына және құбырдың өткізу қабілетінің төмендеуіне әкелетіні көрсетілген. Бұл факторлар пайдалану тәуекелдерін арттырып, тасымалдау кезіндегі энергия шығындарын көбейтеді және құбырдың ішінара немесе толық бітелуіне себеп болуы мүмкін.

Қазақстан мен Каспий өңірінің үш негізгі экспорттық бағыты — КТК-К, Атырау-Самара және Баку-Тбилиси-Жейхан — бойынша олардың өткізу қабілеті, нақты айдау көлемдері, шикізат базасы және мұнай өңдеу нарықтары үшін маңыздылығы тұрғысынан салыстырмалы техникалық-экономикалық талдау жүргізілді. Жеңіл, күкірті аз және жеңіл фракциялар шығымы жоғары CPC Blend мұнайының риформинг пен гидрокрекинг процесстерінде кеңінен қолданылатын стратегиялық шикізат ретіндегі маңызы айқындалды.

Алынған нәтижелер құбыр ішіндегі шөгінділерді жүйелі бақылау, парафиндену тәуекелдерін болжау және алдын алу шараларын (депрессорлық қоспалар, термохимиялық өңдеу, құбырларды тазалау) енгізу қажеттілігін негіздейді, бұл мұнай тасымалдау жүйелерінің сенімділігі мен тиімділігін арттыруға мүмкіндік береді.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: КТК-К, магистральдық мұнай құбыры, мұнай экспорты, энергетикалық қауіпсіздік, айдау көлемдері, логистика, АШПШ.

FORMATION OF ASPHALTENE–RESIN–PARAFFIN DEPOSITS DURING TRANSPORTATION OF CPC BLEND CRUDE OIL

A.T. SAGINAYEV, doctor of chemical sciences, professor, asaginaev@mail.ru

A.S. UAKBAYEVA, master of science in engineering, albino4ka_4ever@mail.ru

A.S. BALKEMBAY, master of science in education, akku.balkimbay@aogu.edu.kz

A.N. SIDIK, master's student, sidikaru@gmail.com

ZH.K. BAKTYGALIYEVA, master's student, zhuldyz.baktygaliyeva@inbox.ru

ATYRAU UNIVERSITY OF OIL AND GAS NAMED AFTER S. UTEBAEV,
Republic of Kazakhstan, 060027, Atyrau, Baimukhanov str., 45a

This study presents a comprehensive analysis of the physicochemical properties and hydrocarbon composition of CPC Blend crude oil transported through the pipeline Caspian Pipeline Consortium – Kazakhstan (CPC-K). The mechanisms of asphaltene–resin–paraffin deposit (ARPD) formation under temperature decline and varying hydrodynamic conditions are investigated. The high paraffin content (45–55 wt.%) is shown to intensify wax crystallization, increase viscosity, deteriorate rheological behavior, and reduce pipeline throughput. These effects lead to operational complications, higher energy consumption, and potential partial or complete flow blockage.

A comparative technical and economic assessment of three key export routes—CPC-K, Atyrau–Samara, and Baku–Tbilisi–Ceyhan—was conducted, considering throughput capacity, actual pumping volumes, feedstock base, and their importance for refining markets. CPC Blend is highlighted as a light, low-sulfur crude with a high yield of light fractions, making it attractive for reforming and hydrocracking processes.

The results emphasize the need for continuous deposit monitoring and preventive measures, including pour-point depressants, thermo-chemical treatment, and pipeline cleaning, to improve the reliability and efficiency of crude oil transportation.

KEYWORDS: CPC-K; trunk oil pipeline; oil export; pipeline infrastructure; energy security; throughput volumes; logistics; ARPD.

Введение. КТК-К — это стратегический экспортный маршрут Казахстана, ориентированный прежде всего на нефть Тенгиза, а также Кашагана и Карачаганак, с выходом в порт Новороссийск.

По нефтепроводу КТК (Каспийский трубопроводный консорциум) транспортируется в основном казахстанская нефть, а также небольшие объёмы российской нефти [1-4]:

1. Тенгиз (включая Королевское), оператор ТОО «Тенгизшевройл» – доля в прокачке КТК ~ 65–70 масс. %, объём ≈ 40–45 млн т/год. Это ключевой источник нефти для КТК.

2. Карачаганак – оператор КРО (Karachaganak Petroleum Operating), доля ~10–12 масс. %, объём ≈ 7–8 млн т/год. В КТК поступает в основном стабильный конденсат.

3. Кашаган – оператор NCOC (North Caspian Operating Company N.V.), доля ~10–15 масс. %, объём ≈ 8–10 млн т/год. Нефть подаётся через систему КТК после подготовки.

4. Прочие месторождения Западного Казахстана (Жанажол, Кенкияк, Алибек-мола и др.) – доля ~ 5 масс. %, объём ≈ 3–4 млн т/год.

5. Российская нефть – месторождения РФ (через подключение к КТК) – доля: ~ 3–5 %, объём ≈ 2–3 млн т/год. Используется также для технологического смешения.

Итоговая прокачка по КТК-К – общая пропускная способность до 67 млн т/год, фактическая прокачка (в последние годы) 60–63 млн т/год, казахстанская нефть ~ 90%, российская нефть: ~ 10 % и менее.

Объём прокачки нефти по КТК-К, Атырау-Самара и Баку-Тбилиси-Джейхан (2010–2024 гг.).

В 2010–2024 гг. объём прокачки нефти по нефтепроводу КТК-К демонстрировал устойчивую тенденцию к росту, особенно после ввода в эксплуатацию проекта расширения пропускной способности (КТК-Р) в 2017 г. Временное снижение объёмов в 2020 и 2022 гг. обусловлено сочетанием внешних факторов, включая ограничения добычи в рамках соглашений ОПЕК+ и инфраструктурные риски. В целом КТК-К сохраняет статус ключевого экспортного маршрута казахстанской нефти.

Построенный ниже график отражает динамику транспортировки нефти по системе Каспийского трубопроводного консорциума (КТК-К) за период 2010–2024 гг. (рис. 1).

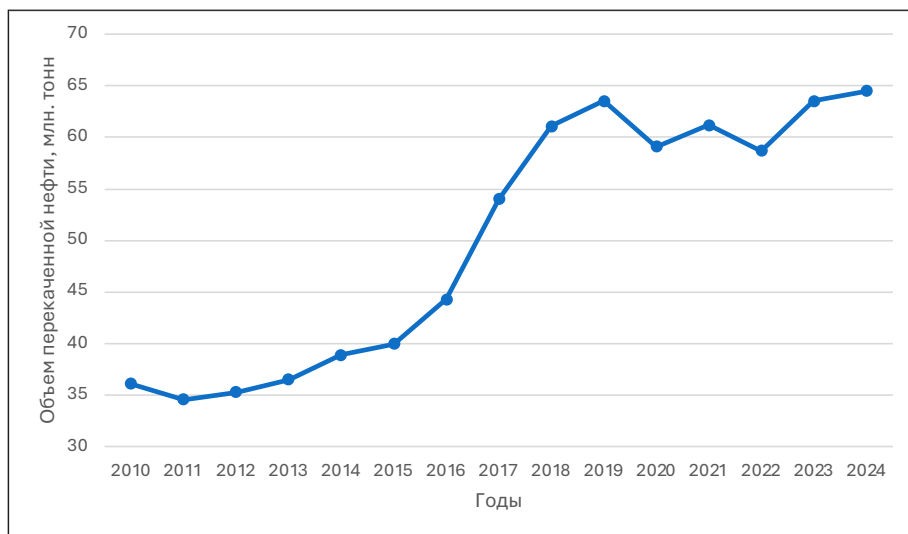


Рисунок 1 – Динамика транспортировки нефти по системе Каспийского трубопроводного консорциума (КТК-К) в 2010–2024 гг.

Ниже приводится сравнительный анализ трёх экспортных маршрутов нефти Казахстана и Каспийского региона: КТК-К, Атырау-Самара и Баку-Тбилиси-Джейхан (БТД) — с акцентом на пропускную способность, фактическую прокачку, сырьевую базу и значения для НПЗ/рынков.

КТК-К:

- Направление: Западный Казахстан → РФ → порт Новороссийск (Чёрное море).
- Основной сорт: CPC Blend.
- Источники: Тенгиз, Кашаган, Карачаганак + российская нефть.
- Ключевая роль: главный экспортный коридор Казахстана.

Атырау-Самара:

• Направление: Атырау → Самара → система «Транснефти» → Европа/Балтика.
 • Сорт: Urals – смесь западносибирских, волго-уральских и казахстанских нефтей.

- Источники: месторождения Западного Казахстана.
- Роль: интеграция в российскую трубопроводную сеть.

Баку-Тбилиси-Джейхан (БТД):

• Направление: Азербайджан → Грузия → Турция (Средиземное море).
 • Сорт: Azeri Light+ ограниченные казахстанские объёмы (танкерный транзит через Каспий).

- Роль: обход России, диверсификация маршрутов.

Среди экспортных маршрутов Казахстана нефтепровод КТК-К играет доминирующую роль, обеспечивая более 80% общего объёма экспорта нефти благодаря высокой пропускной способности, конкурентным тарифам и поставке лёгкой малосернистой нефти сорта CPC Blend, востребованной европейскими НПЗ. Маршрут Атырау-Самара выполняет вспомогательную функцию и характеризуется транспортировкой более тяжёлой смеси типа Urals, что снижает её ценовую привлекательность. Трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан, несмотря на ограниченные объёмы казахстанской нефти, имеет стратегическое значение как инструмент диверсификации экспортных направлений и снижения транзитных рисков.

В *таблице 1* приводятся данные по длине протяженности трубопроводов, проектной мощности, фактической прокачки, характеристике прокачиваемой нефти, логистике и сбыта рынка.

Таблица 1 – Сравнительная характеристика экспортных нефтепроводов

Параметр	КТК-К	Атырау-Самара	Баку-Тбилиси-Джейхан
Длина, км	~1510	~700	~1768
Проектная мощность, млн т/год	67–72	~17–20	~50
Фактическая прокачка (Казахстан), млн т/год	55–63	10–15	1–3 (через перевалку)
Плотность нефти по шкале API	45–46°	31–33°	34–35°
Содержание серы, масс. %	0,5–0,6	1,3–1,7	0,15–0,2
Логистика	морской экспорт	через РФ	танкер + трубопровод
Рынок сбыта	Средиземноморье, Европа, Азия	Европа	Средиземноморье
Роль для Республики Казахстан	основной	резервный/ дополняющий	Диверсификация /политический

При сравнении по ключевым критериям можно отметить следующее:

1. Пропускная способность и фактические объёмы:
 - КТК-К обеспечивает $\approx 80\text{--}85\%$ всего экспортного потока Казахстана.
 - Атырау-Самара значительно уступает по объёмам.
 - БТД используется ограниченно из-за двойной логистики (танкер + труба).
2. Качество нефти (важно для НПЗ):
 - CPC Blend (КТК-К) \rightarrow лёгкая, низкосернистая \rightarrow высокий выход светлых фракций \rightarrow премиальная цена.
 - Urals (Атырау–Самара) \rightarrow более тяжёлая и сернистая \rightarrow скидка к Brent.
 - Azeri Light (БТД) \rightarrow очень низкая сера, близка по качеству к CPC.
3. Предпочтительность нефти для НПЗ: CPC Blend \approx Azeri Light $>$ Urals.
4. Экономичность и тарифы:
 - КТК — наиболее дешёвый при больших объёмах (масштабный эффект).
 - Атырау-Самара зависит от тарифов «Транснефти».
 - БТД дороже из-за мультимодальной схемы.
5. Геополитические риски:
 - КТК и Атырау-Самара \rightarrow зависимость от РФ
 - БТД \rightarrow диверсификация и снижение транзитных рисков

На рис. 2 показаны объёмы транспортируемой нефти по годам (2020–2024 гг.) по трём маршрутам.

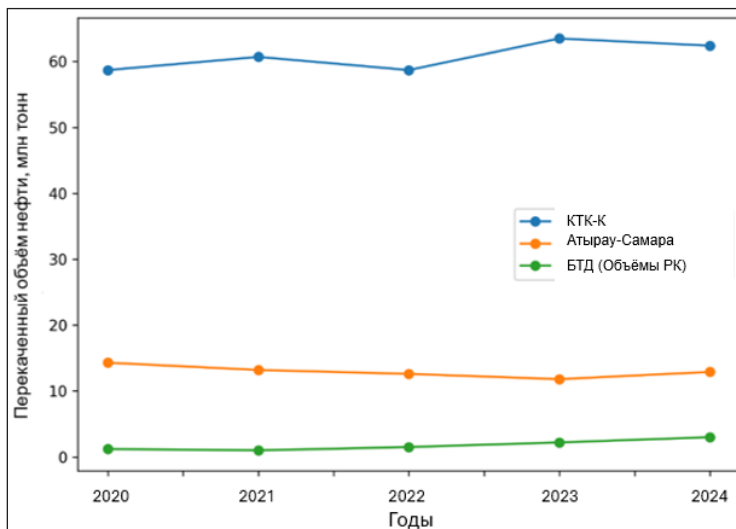


Рисунок 2 – Объёмы транспортировки нефти по экспортным маршрутам Казахстана и Каспийского региона (2020–2024 гг.)

Состав и ключевые физико-химические свойства нефтей, транспортируемых по экспортным маршрутам.

Плотность исследуемой нефти CPC Blend определяли по шкале Американского института нефти (API) [5] в градусах ($^{\circ}$ API) в соответствии со стандартом ASTM D287 (гидрометрический метод) при температуре $15,6^{\circ}\text{C}$ (60°F) [6]. Значение $^{\circ}$ API рассчитывали на основе измеренной относительной плотности ($SG_{60^{\circ}\text{F}}$)

по уравнению:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{SG_{60^{\circ}\text{F}}} - 131,5$$

где SG — относительная плотность при 60 °F (15,6 °C).

Использование показателя °API позволяет корректно сопоставлять нефти различного происхождения по степени лёгкости и прогнозировать выход светлых фракций при переработке. Значение °API является общепринятым безразмерным параметром, характеризующим относительную лёгкость или тяжесть нефти по сравнению с водой. Он обратно пропорционален фактической плотности: чем выше показатель °API, тем ниже плотность и тем выше доля лёгких фракций.

Высокая доля парафиновых и нафтеновых углеводородов в нефти CPC Blend обуславливает её благоприятные характеристики для глубокой переработки на НПЗ, включая высокий выход светлых фракций. При этом умеренное содержание серы относит CPC Blend к категории среднесернистых экспортных нефтей, что требует стандартных процессов гидроочистки. В *табл. 2* приведены углеводородный состав нефти CPC Blend, транспортируемой по трубопроводу КТК-К.

Таблица 2 – Углеводородный состав нефти CPC Blend [1]

Показатель	Содержание
Парафиновые углеводороды, масс. %	45–55
Нафтеновые углеводороды, масс. %	25–30
Ароматические углеводороды, масс. %	10–15
Асфальтено-смолистые вещества, масс. %	5–8
Массовая доля серы, масс. %	0,50–0,60
Плотность при 20 °C, г/см ³	≈ 0,825–0,835
Плотность нефти по шкале API, °API	≈ 44–45
Выход светлых фракций (нк–350 °C), не более масс. %	до 65–70

Для сравнения приводятся состав и ключевые физико-химические свойства нефти Urals (маршрут Атырау–Самара) и Azeri Light (маршрут Баку–Тбилиси–Джейхан, ВТС) с акцентом на переработку на НПЗ [7-9].

Urals (экспорт через Атырау–Самара → Транснефть):

Тип: среднесернистая смесь (Российская экспортная смесь).

Происхождение: смесь западносибирских, волго-уральских нефтей и казахстанских нефтей, поступающие через Атырау–Самара.

Типичные показатели качества:

Параметр	Значение (диапазон)
Плотность нефти по шкале API	30–32 °API
Плотность (15 °C), г/см ³	0,865–0,875
Содержание серы, масс. %	1,2–1,6
Общее кислотное число, мг КОН/г	0,2–0,4
Выход светлых фракций (до 350 °C), масс. %	45–50
Вакуумный остаток, масс. %	25–30
Содержание парафиновых углеводородов	умеренные
Содержание металлов (Ni+V)	средние
Коксуемость, масс. %	4–6

Технологическая характеристика для НПЗ:

- Требуется глубокой гидроочистки (высокая сера).
- Большая доля вакуумных фракций и мазута → целесообразны коксование/гидрокрекинг.
- Более высокий выход вакуумного газойля и остатка → хорошая загрузка установок глубокой переработки.
- Более низкая стоимость закупки относительно лёгких сортов.

Вывод: оптимальна для комплексного нефтеперерабатывающего завода с коксованием или гидрокрекингом.

Azeri Light (БТД, Азербайджан)

Тип: лёгкая малосернистая нефть.

Происхождение: месторождения Азери–Чираг–Гюнешли, Каспийское море.

Типичные показатели качества:

Параметр	Значение (диапазон)
Плотность нефти по шкале API	34–36 °API
Плотность (15 °C), г/см ³	0,840-0,850
Содержание серы, масс. %	0,14-0,20
Общее кислотное число, мг КОН/г	0,1-0,2
Выход светлых фракций (до 350 °C), масс. %	55-60
Вакуумный остаток, масс. %	15-18
Содержание парафиновых углеводородов	низкие-умеренные
Содержание металлов (Ni+V)	низкие
Коксуемость, масс. %	2-3

Технологическая характеристика для НПЗ

- Низкая сера → меньшие затраты на гидроочистку.
- Высокий выход бензина/керосина/дизеля.
- Минимальные проблемы с катализаторами.
- Хорошо подходит для гидроскимминг.

Вывод: предпочтительна для получения максимального выхода светлых продуктов при низких эксплуатационных затратах.

Нефть марки CPC Blend относится к категории лёгких нефтей с плотностью 45-46 °API и характеризуется повышенным выходом светлых фракций и низким содержанием серы, что обуславливает её высокую технологическую и экономическую привлекательность для переработки на нефтеперерабатывающих заводах.

С точки зрения нефтепереработки, нефть CPC Blend представляет собой выгодное сырьё благодаря высокой плотности API, повышенному содержанию парафинов и относительно низкой концентрации серы. По сравнению с нефтью Urals, нефть CPC Blend требует меньшей интенсивности гидроочистки и демонстрирует более высокий выход лёгких дистиллятов. Смесь ВТС, хотя и имеет низкое содержание серы, демонстрирует более низкое содержание парафинов и меньший выход дистиллятов по сравнению с нефтью CPC Blend. Следовательно, нефть CPC Blend обеспечивает более высокую рентабельность переработки для нефтеперерабатывающих заводов сложной и средней сложности.

В табл. 3 приводятся данные о сравнении нефти CPC Blend со нефтью BTC Blend и нефтью Urals с позиции НПЗ.

Таблица 3 – Сравнение CPC Blend, BTC Blend и Urals с позиции НПЗ

Параметры	CPC Blend	BTC Blend	Urals
Плотность нефти по шкале API	44-45	34-36	30-32
Содержание серы, масс. %	0,5-0,6	0,14-0,2	1,3-1,6
Парафиновые углеводороды, масс. %	высокий	средний	низкий
Ароматические углеводороды, масс. %	умеренный	низкий	высокий
Выход легкой фракции	высокий	средний	низкий
Степень тяжести гидроочистки	средний	низкий	высокий
Склонность к коксованию	низкий	очень низкий	высокий
Потенциал рентабельности переработки	высокий	средний	низкий–средний

Накопление органических и неорганических отложений в трубах и оборудовании во время транспортировки нефти представляет собой серьезную проблему для обеспечения бесперебойной транспортировки. Наличие этих отложений может вызывать различные проблемы с потоком, такие как снижение скорости потока, увеличение перепада давления и даже полная закупорка трубопровода, что приводит к значительным финансовым потерям и проблемам безопасности. Поэтому эффективные и действенные методы удаления этих отложений имеют решающее значение для обеспечения бесперебойной транспортировки нефти [10]. Одной из наиболее распространенных форм отложений является парафиновые отложения, которое может происходить наряду с асфальтенами и смолами [11]. Причиной образования парафиновых отложений является постепенная кристаллизация длинноцепочечных *n*-алканов при понижении температуры парафиновой нефти. В нефти парафины имеют кристаллическую структуру и, как правило, кристаллизуются из нефти при температурах ниже температуры застывания. Процесс структурирования в нефтяной системе можно описать несколькими параметрами: температурой начала кристаллизации, температурой начала массовой кристаллизации и образованием прочной кристаллической решетки [12]. Именно эти параметры часто служат основой для описания низкотемпературных свойств нефтяной системы. В связи с тем, что нефть является сложной многокомпонентной дисперсной системой, любой фазовый переход является результатом многих факторов, таких как физико-химический состав, термодинамические условия и внешние воздействия. Наибольшее влияние на агрегатную стабильность нефтяной дисперсионной системы оказывают нормальные алканы с высокой молекулярной массой [13], которые под действием дисперсионных сил [14] образуют группы или рои молекул, ориентированных параллельно друг другу при температурах, значительно превышающих температуру, начала кристаллизации. Такое расположение значительно облегчает появление зародышей и дальнейшие структурные преобразования в системе.

При анализе проблем АСПО в трубопроводе для исследуемой нефти необходимо учитывать следующие факторы: 1) концентрацию *n*-парафинов, 2) распределение по количеству атомов углерода, 3) концентрацию разветвленных парафинов, нафтенов и ароматических углеводородов, 4) концентрацию смол и асфальтенов, 5) температурные режимы [15]. В то время как первый, второй и пятый факторы помогут

нам предсказать вероятность образования парафиновых (макрокристаллических) отложений, остальные факторы указывают на то, что масштабы проблемы являются умеренными. Способность определять степень образования парафиновых отложений является чрезвычайно важным вопросом для нефтяной промышленности.

Также необходимо учитывать вклад асфальтенов и смол в процесс образования парафиновых отложений. Как известно [16], нефтяные флюиды обычно делятся на три части: парафины (т.е. насыщенные и разветвленные), смолы и асфальтены. Асфальтены образуются из полиароматических ядер с алифатическими боковыми цепями и кольцами. Эти соединения в присутствии ароматических углеводородов (или других полярных растворителей) связываются и образуют мицеллярные агрегаты. Если рассматривать компоненты сырой нефти с точки зрения полярности, то асфальтены и смолы являются полярными молекулами, в то время как парафины являются либо неполярными, либо слабополярными. Большинство сырых нефтей содержат больше насыщенных и ароматических веществ, но даже небольшие концентрации асфальтенов влияют на качество сырой нефти, поскольку они легко агрегируются и оседают на поверхности. Наиболее важными параметрами, влияющими на агрегацию асфальтенов, являются количество парафинов с длинными цепями и температура [17]. В то же время смолы рассматриваются как специфические стабилизаторы молекул асфальтенов. Исследования смол, касающиеся их влияния на стабильность асфальтенов в нефти, показывают, что в присутствии смол поверхность становится более влажной и шероховатость асфальтенов уменьшается [18, 19].

Таким образом, при понижении температуры и увеличении количества парафинов с длинными цепями они могут выступать в качестве зародышей для осаждения смол и асфальтенов.


Заключение

Проведенный анализ физико-химических свойств и углеводородного состава экспортной нефти CPC Blend показал, что данный сорт относится к лёгким малосернистым нефтям с высокой долей парафиновых углеводородов и значительным выходом светлых фракций. Такие характеристики обуславливают её высокую технологическую ценность для переработки на нефтеперерабатывающих заводах, однако одновременно повышают склонность к образованию асфальто-смоло-парафиновых отложений при трубопроводной транспортировке.

Установлено, что основными факторами формирования АСПО являются высокая концентрация n-парафинов, изменение температурного режима транспортировки, а также взаимодействие парафиновых углеводородов с асфальтенами и смолами, способствующее формированию устойчивых кристаллических структур. Снижение температуры нефти приводит к кристаллизации длинноцепочечных алканов, образованию зародышей кристаллизации и последующей агрегации органических компонентов.

Показано, что нефтепровод КТК-К играет ключевую роль в экспортной инфраструктуре Казахстана, обеспечивая транспортировку основной части нефти сорта CPC Blend на международные рынки. В связи с этим обеспечение надёжности транспортировки требует системного мониторинга процессов парафинизации и применения эффективных методов предупреждения образования отложений.

Полученные результаты могут быть использованы при разработке методов прогнозирования образования АСПО и выборе технологических решений по пре-

дотвращению их накопления, включая применение депрессорных присадок, оптимизацию температурных режимов и регулярную очистку трубопроводов. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Caspian Pipeline Consortium (CPC). Annual Reports 2010–2024. 2024. <https://www.cpc.ru>.
- 2 Министерство энергетики Республики Казахстан. Статистические бюллетени нефтяной отрасли. 2024. <https://www.gov.kz/memleket/entities/energo>.
- 3 Argus Media. Argus crude oil specifications and methodology guide [Internet]. 2024. Available from: <https://www.argusmedia.com/en/methodology/key-documents>.
- 4 Platts (S&P Global Commodity Insights). Crude Oil Assays: CPC Blend. 2023. www.spglobal.com/commodityinsights.
- 5 American Petroleum Institute (API). Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS), Chapter 9. Density Determination. – Washington, DC, USA. 2012. – 8 p.
- 6 ASTM International. ASTM D287–22. Standard Test Method for API Gravity of Crude Petroleum and Petroleum Products (Hydrometer Method). – West Conshohocken, PA, USA. 2000. – 3 p.
- 7 BP. Statistical Review of World Energy 2024 [Internet]. – London: BP plc; 2024. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy>.
- 8 Transneft. Urals export blend quality specifications [Internet]. – Moscow; 2023. <https://www.transneft.ru/about/business/oil-transportation/>.
- 9 Azeri Light crude oil marketing specifications [Internet]. – Baku. SOCAR. 2023. – 96 p. <https://www.socar.az/socar/en/activities/marketing-and-sales/crude-oil>.
- 10 Sousa A.M., Matos H.A., Guerreiro L. Wax deposition mechanisms and the effect of emulsions and carbon dioxide injection on wax deposition // Critical review. Petroleum. – 2020. – V. 6. – Is. 3. – P. 215-225. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2019.09.004>.
- 11 Yang J., Lu Y., Daraboina N., Sarica C. Wax deposition mechanisms: Is the current description sufficient? // Fuel. – 2020. – V. 275. – P. 117937. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117937>.
- 12 Туманян Б.П. Научно-прикладные аспекты теории нефтяных дисперсных систем. – М.: Техника, 2000. – 336 с.
- 13 Vignati E., Piazza R., Visintin R.F.G., Lapasin R., D'Antona P., Lockhart T.P. Wax crystallization and aggregation in a model crude oil // J. Phys. Condens. Matter. – 2005. – V. 17. – S. 3651–3660. <https://doi.org/10.1088/0953-8984/17/45/061>.
- 14 Alhejaili A., Bell E., Daraboina N. Paraffin Deposition in Production Lines: Effect of Operating Parameters on Deposition Characteristics // Energy Fuels. – 2023. – V. 37. – P. 18642–18651. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.3c03282>.
- 15 Xiao M., Li W-H., Lu M. et al. Effect of microbial treatment on the prevention and removal of paraffin deposits on stainless steel surfaces // Bioresour Technol. – 2012. – V. 124. – P. 227-232. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2012.07.063>.
- 16 Soorghali F., Zolghadr A., Ayatollahi S. Effect of resins on asphaltene deposition and the changes of surface properties at different pressures: A microstructure study // Energy Fuels. – 2014. – V. 28. – P. 2415–2421. <https://doi.org/10.1021/ef-500020n>.
- 17 Hammami A., Phelps C.H., Monger-McClure T., Little T. Asphaltene precipitation from live oils: An experimental investigation of onset conditions and reversibility // Energy Fuels. – 2000. – V. 14. – P. 14–18. <https://doi.org/10.1021/ef990104z>.
- 18 Sedghi M., Goual L. Role of Resins on Asphaltene Stability // Energy Fuels. – 2009. – V. 24. – P. 2275–2280. <https://doi.org/10.1021/ef9009235>.
- 19 Pereira J.C., López I., Salas R., Silva F., Fernández C., Urbina C., López J.C. Resins: The molecules responsible for the stability/instability phenomena of asphaltenes // Energy Fuels. – 2007. – V. 21. – P. 1317–1321. <https://doi.org/10.1021/ef0603333>.