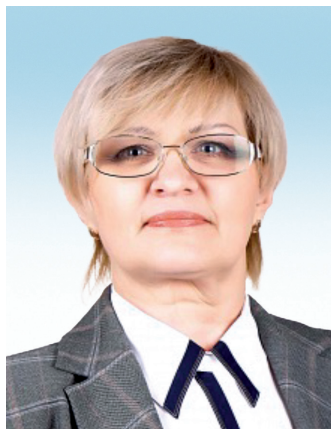
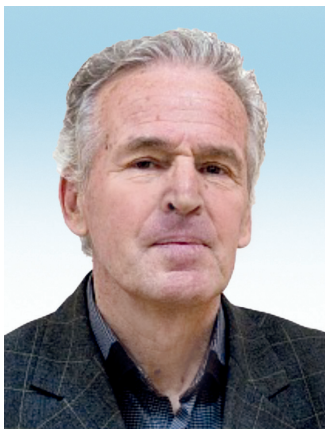


УДК 001.89:622.692.4(574.14); <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2023-5.07>
<https://orcid.org/0009-0005-3865-5410>
<https://orcid.org/0009-0000-6341-9966>
<https://orcid.org/0009-0003-8415-1737>

ВЫПАДЕНИЕ ПАРАФИНА ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ СМЕСИ НЕФТЕЙ ПО МАГИСТРАЛЬНОМУ НЕФТЕПРОВОДУ КЕНКИЯК–КУМКОЛЬ–ДЖУМАГАЛИЕВ



С.В. ЛОЗОВАЯ,
директор НИЛЦ,
ls@nipi.kz



А.А. РЫЛЕЕВ,
кандидат технических наук,
гл. специалист департамента
добычи нефти и газа,
Alexandr.ryleyev@nipi.kz



Е.А. ЗАБУГА,
гл. специалист
по технологическому
моделированию,
zabue1@nipi.kz

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА» (АО «НИПИНЕФТЕГАЗ»)
Республика Казахстан, 130000, г. Актау, 8 мкр, здание 38 «А»

В статье проведено исследование фазового состояния парафина в смесях различных нефтей при совместной их транспортировке в магистральных нефтепроводах Кенкияк-Кумколь и Кумколь-Джумагалиев.

Даны рекомендации по предотвращению выпадения парафина в нефтях в условиях транспортировки. В компьютерной программе HYSYS Aspen One Engineering выполнены расчетные гидравлические модели рассматриваемых магистральных нефтепроводов, а также определены оптимальные технологические параметры прокачки нефтей различных месторождений по данным магистральным трубопроводам.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *дегазированная нефть, физико-химические свойства нефти, температура застывания, температура насыщения нефти парафином, асфальто-смолистые отложения (АСПО), магистральный трубопровод, головная нефтеперекачивающая станция (ГНПС).*

КЕҢҚИЯҚ-ҚҰМКӨЛ-ДЖУМАГАЛИЕВ МАГИСТРАЛДЫ МҰНАЙ ҚҰБЫРЫ БОЙЫНША МҰНАЙ ҚОСПАСЫН ТАСЫМАЛДАУ КЕЗІНДЕ ПАРАФИННІҢ ТҮСУІ

С.В. ЛОЗОВАЯ, F330 директоры, ls@nipi.kz

А.А. РЫЛЕЕВ, техника ғылымдарының үміткері, мұнай және газ өндіру департаментінің бас маманы, Alexandr.ryleyev@nipi.kz

Е.А. ЗАБУГА, технологиялық үлгілеу жөніндегі бас маман, zabue1@nipi.kz

«МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ ЖӨНІНДЕГІ ҒЫЛЫМИ-ЗЕРТТЕУ МЕН ЖОБАЛАУ ИНСТИТУТЫ»
АКЦИОНЕРЛІК ҚОҒАМЫ («МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)
Қазақстан Республикасы, Ақтау, 130000, 8-шағынаудан, 38 «А» ғимарат

Мақалада Кеңқияқ-Құмкөл және Құмкөл-Джумағалиев магистралды мұнай құбырларында бірлесіп тасымалдау кезіндегі түрлі мұнай қоспаларындағы парафиннің фазалық жағдайына зерттеу жүргізілді және тасымалдаған жағдайда мұнайдағы парафиннің бөлініп шығуын болдырмау бойынша ұсыныстар берілді. HYSYS Aspen One Engineering компьютерлік бағдарламасында қаралатын магистралды мұнай құбырларының есептік гидравликалық үлгілері орындалды, сондай-ақ осы магистралды құбыр жолдарының деректері бойынша түрлі кенорындардың мұнайын айдаудың оңтайлы технологиялық параметрлері айқындалды.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: газсыздандырылған мұнай, мұнайдың физикалық-химиялық қасиеттері, тоңазу температурасы, мұнайдың парафинмен қанығу температурасы, асфальтты-шайырлы шөгінділері (АШПШ), магистралды құбыр жолы.

PARAFFIN DEPOSITION DURING TRANSPORTATION OF OIL MIXTURE THROUGH THE MAIN OIL PIPELINE KENKIYAK-KUMKOL-JUMAGALIYEV

S.V. LOZOVAYA, RLC Director, ls@nipi.kz

A.A. RYLEYEV, Ph.D. in Engineering Science, Chief Specialist of Oil and Gas Production Department, Alexandr.ryleyev@nipi.kz

Y.A. ZABUGA, Chief Specialist for Process Simulation, zabue1@nipi.kz

JOINT-STOCK COMPANY "SCIENTIFIC-RESEARCH AND DESIGN INSTITUTE
OF OIL AND GAS" («NIPIneftegas») JSC
the Republic of Kazakhstan, Aktau, 130000, 8 mcd, building 38 "A"

The article provides study of paraffin phase state in mixtures of different oils during their joint transportation in the main oil pipelines Kenkiyak-Kumkol and Kumkol-Jumagaliyev and gives recommendations to prevent paraffin deposition in oils in transportation conditions. In HYSYS Aspen One Engineering software, computational hydraulic models of the considered main oil pipelines was performed, as well as optimal process parameters of pumping oil from different fields through these main pipelines were determined.

KEY WORDS: degassed oil, physical-chemical properties of oil, pour point, paraffin saturation point, asphalt, resin, and paraffin deposits (ARPD), main pipeline.

Введение. Казахстан является одной из крупнейших мировых нефтедобывающих стран. Разведанные и эксплуатирующиеся нефтяные и нефтегазовые месторождения расположены практически во всех областях страны. Транспорт

нефти на внутренний рынок и на экспорт в Республике Казахстан осуществляется крупнейшей компанией АО «КазТрансОйл», которая является собственником системы магистральных нефтепроводов и водоводов, совокупная протяженность которых составляет более 5 тыс. км магистральных нефтепроводов и более 2 тыс. км водоводов [1-5].

В 2009 году в направлении КНР был построен магистральный нефтепровод Кенкияк-Кумколь-Джумагалиев. Участок магистрального нефтепровода (МН) «Кенкияк-Атырау» был реконструирован для возможности работы в реверсном направлении, обеспечивая гибкость производства в вопросе транспортировки нефти различным потребителям.

Нефть, добываемая на разных месторождениях Республики Казахстан, отличается своим составом, в том числе содержанием парафинов, смол, асфальтенов, что обуславливает различия в основных физико-химических свойствах, таких как вязкость, температура застывания.

Серьезной проблемой при совместной транспортировке нефти различных месторождений является возможное ухудшение реологических свойств получаемых нефтяных смесей. Другой проблемой является образование асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО), которые, откладываясь на стенках нефтепроводов, приводят к уменьшению сечения и, как следствие, снижению производительности системы, эффективности работы насосных установок [6,7].

Материалы и методы исследования. Рассматриваемый магистральный нефтепровод Кенкияк–Кумколь–Джумагалиев является частью магистральной нефтепроводной системы АО «КТО», по которому нефть от группы месторождений в Актюбинском регионе, транспортируется по магистральному трубопроводу диаметром 800 мм до ГНПС Джумагалиева через ГНПС Кумколь. Нефть группы месторождений Кызылординского региона транспортируется также до ГНПС Джумагалиева по самостоятельному магистральному трубопроводу общей протяженностью 198,9 км, в том числе участку протяженностью 56 км диаметром 500 мм и, далее, по участку протяженностью 142,9 км диаметром 700 мм.

Схема подключения различных нефтяных потоков к данному магистральному нефтепроводу представлена на *рисунке 1*.

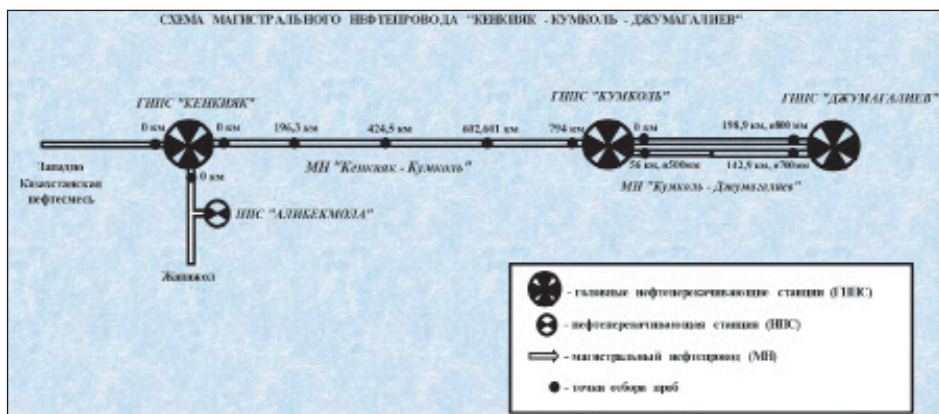


Рисунок 1 – Схема подключения нефтяных потоков в магистральный нефтепровод ГНПС – Кенкияк – ГНПС Кумколь – ГНПС Джумагалиева

Нефтяная смесь Актюбинского региона на входе ГНПС Кенкияк представляет собой в основном нефть месторождений АО «СНПС-Актюбемунайгаз» (общая нефтесмесь Жанажольского НГК) – 84 %). Остальная часть состоит из нефти месторождений Алибекмола и Кожасай ТОО «Казахойл-Актобе», месторождения Алибек Южный АО «Каспий нефть ТМЕ», месторождения компании «Lancaster Petroleum».

В 2021 г. принято решение о транспорте части Западно-Казахстанской смеси по участку трубопровода МН «Кенкияк-Атырау» в режиме Реверса на ГНПС Кенкияк.

На ГНПС Кумколь поступает нефть от группы месторождений Кызылординского региона: АО «Тургай-Петролеум», АО «Петро-Казахстан Кумколь Ресервиз», ТОО «КОР», СП ТОО «Куатамлонмунай», СП ТОО «Казгермунай», ТОО «Кольжан», АО «СНПС-Ай-Дан-Мунай», ТОО «Казпетролгрупп».

Информация о соотношении различных потоков нефтей в рассматриваемом магистральном нефтепроводе представлена в [8,9].

Результаты и обсуждение. В *таблице 1* представлены результаты лабораторных исследований, выполненных в лаборатории АО «НИПИнефтегаз» основных физико-химических параметров нефтяных смесей Западно-Казахстанского и Актюбинского регионов в соотношении, указанном в [8,9].

Таблица 1 – Физико-химические характеристики нефтяных смесей Западно-Казахстанского и Актюбинского регионов

Наименование смеси нефтей	Результат испытания						
	Содержание воды, % об., ГОСТ 2477	Плотность при 20 °С, кг/м ³ , ГОСТ 3900	Вязкость кинематическая при температуре, мм ² /с, ГОСТ 31391			Молекулярный вес, г/моль, СТ АО 970940000588-25-2013	Содержание парафина, % масс., ГОСТ 11851
			20 °С	30 °С	50 °С		
Смесь нефтей Западно-Казахстанской и Актюбинского региона	Отс.	859,3	18,07	12,37	6,998	249,7	3,0

В *таблице 2* представлены результаты лабораторных исследований, выполненных в той же лаборатории физико-химических параметров нефтяных смесей Кызылординского региона в соотношении, указанном в [8,9].

Таблица 2 – Физико-химические характеристики нефтяных смесей Кызылординского региона

Наименование смеси нефтей	Результат испытания						
	Содержание воды, % об., ГОСТ 2477	Плотность при 20 °С, кг/м ³ , ГОСТ 3900	Вязкость кинематическая при температуре, мм ² /с, ГОСТ 31391			Молекулярный вес, г/моль, СТАО 970940000588-25-2013	Содержание парафина, % масс., ГОСТ 11851
			20 °С	30 °С	50 °С		
Смесь нефтей Кызылординского региона	отсутствие	821,4	8,435	6,21	4,207	212,2	13,3

При моделировании магистральных трубопроводов была использована информация по основным технологическим параметрам магистральных нефтепроводов ГНПС Кенкияк – ГНПС Кумколь и ГНПС Кумколь – ГНПС Джумагаалиева (таблица 3, рисунки 2,3) [8,9].

Таблица 3 – Информация о характеристиках участков магистральных трубопроводов

Параметр	ГНПС Кенкияк – ГНПС Кумколь	ГНПС Кумколь – ГНПС Джумагаалиева
Длина, км	794,263	с 0-56км (530мм), с 56-198,9 (720мм)
Диаметр (наружный), мм	813	с 0-56км (530мм), с 56-198,9 (720мм)
Общий расход, тыс.тн/час	1070	1255
Давление в начале, бар	48,2	27,7
Давление в конце, бар	10,0	5,5
Температура нефти в начале, °С	24,8	28,6
Температура нефти в конце, °С	7,2	22,0

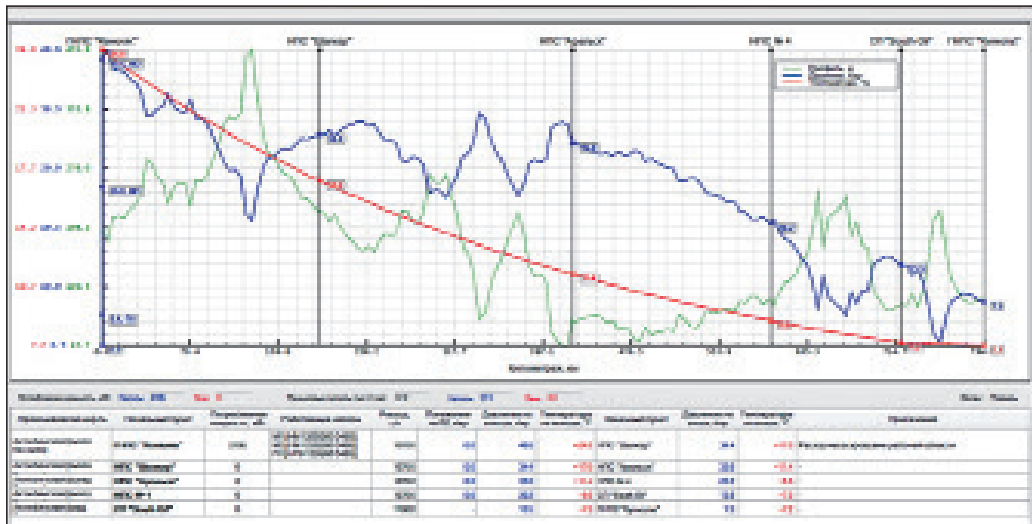


Рисунок 2 – Расчетные данные давления и температуры на участке магистрального трубопровода «ГНПС Кенкияк- ГНПС Кумколь:
Рнач.=48,2 атм, Ркон.=7,7 атм; Тнач.=24,8 °С, Ткон.=7,2 °С

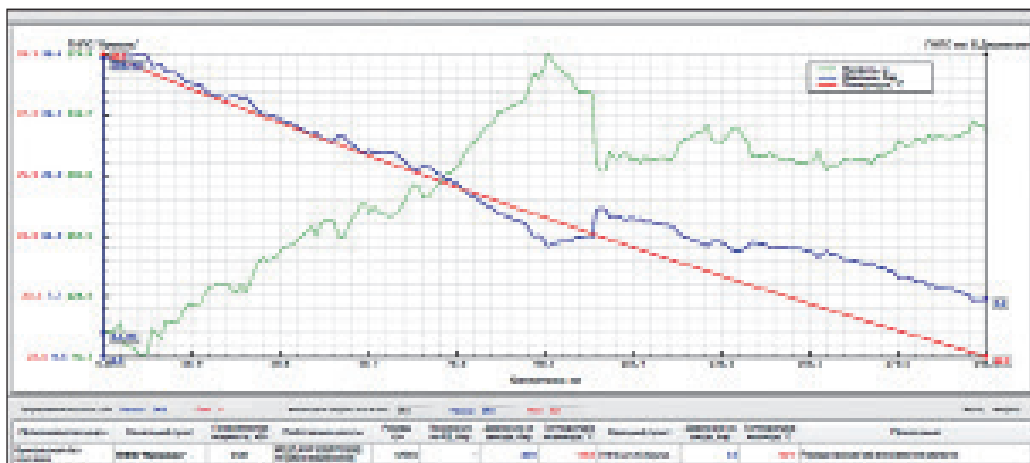


Рисунок 3 – Расчетные данные давления и температуры на участке магистрального трубопровода «ГНПС Кумколь- ГНПС Джумагулов: Нач.=22,7 атм, Ркон.=5,5 атм;Тнач.=28,6 °С, Ткон.=22,0 °С

В компьютерной программе HYSYS Aspen One Engineering, являющейся лидером среди программных обеспечений при моделировании технологических процессов в нефтегазовой отрасли, с обширным набором операторов, специализированных рабочих сред и надежным решателем выполнены расчетные модели магистральных нефтепроводов ГНПС Кенкияк-Кумколь и ГНПС Кумколь-ГНПС Джумагалиева. Результаты расчетов показаны на *рисунке 4*.

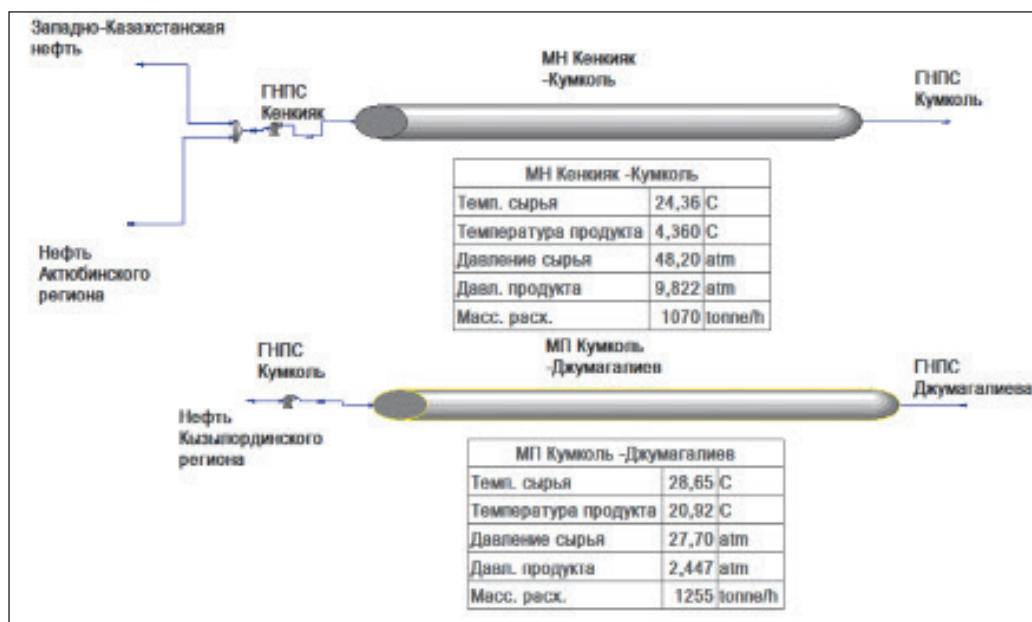


Рисунок 4 – Компьютерная модель магистральных нефтепроводов ГНПС Кенкияк-ГНПС Кумколь и ГНПС Кумколь-ГНПС Джумагалиева

Как следует из полученных результатов (рисунки 2-4), наблюдается хорошая сходимость между результатами, показанными на рисунках 2,3 и полученными нами в компьютерной программе HYSYS, показанными на рисунке 4.

Как следует из данных компьютерной модели, показанной на рисунке 4, температура нефти в конце трубопровода ГНПС Кенкияк – ГНПС Кумколь, по которому транспортируется нефть смесь нефтей Западно-Казахстанской и Актюбинского региона понижается до 4,3 °С и температура нефти в конце магистрального трубопровода ГНПС Кумколь-ГНПС Джумагалиева, по которому транспортируется смесь нефтей Кызылординской региона, снижается до 20,9 °С. Для стабильного функционирования этих магистральных трубопроводов необходимо определить условия, при которых парафин будет выпадать в твердую фазу.

В лаборатории АО «НИПИнефтегаз» были проведены исследования по определению растворимости парафина в смеси нефтей, закачиваемых в магистральные нефтепроводы ГНПС Кенкияк-Кумколь – ГНПС Кумколь и ГНПС Кумколь – ГНПС Джумагалиева. Методика исследований по выпадению парафина на «холодном стержне» состоит в нагреве определенного количества нефти в термостатируемой бане при различных температурах (10-11). Внутри стакана с термостатируемой нефтью помещается цилиндр (холодный стержень), охлаждаемый холодной водой при температуре, которая ниже температуры начала кристаллизации АСПО. За счет разности температур парафин начинает выкристаллизовываться на поверхности «холодного» стержня. После окончания опыта цилиндр вынимают из стаканов и выдерживают на воздухе для удаления нефти с образовавшихся отложений. Под цилиндры подставляют чистые взвешенные стаканы, при помощи термостата через цилиндры пропускают горячую воду. При этом происходит расплавление парафина и стекание его в чистые стаканчики. Стаканчики с отложениями взвешивают и по разнице масс определяют массу отложений парафина. Зная вес нефти, загружаемой в установку и количество кристаллов парафина, определяют концентрацию парафина в нефти при данной температуре. Опыты проводили в интервале температур нефти в термостатируемой бане 10 – 55 °С.

По полученным данным построена диаграмма растворимости парафина в нефти, показанная на рисунке 5.

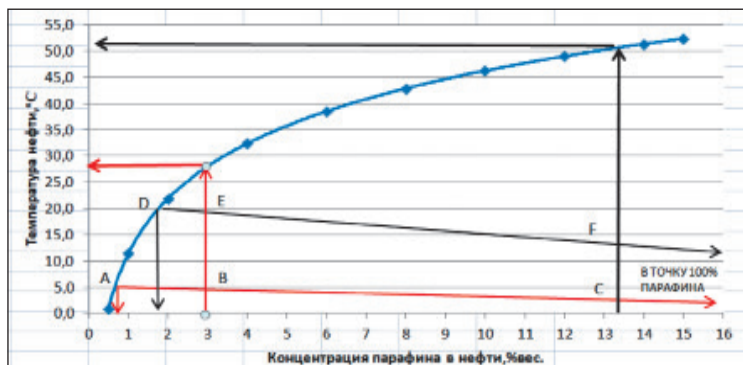


Рисунок 5 – Диаграмма растворимости парафина в транспортируемой нефти по магистральному трубопроводу ГНПС Кенкияк – Кумколь – ГНПС Джумагалиева

Выше кривой растворимости находится область жидкой фазы, состоящая из нефти и растворенного в ней парафина, ниже – нефти и кристаллов парафина. Для определения температуры начала кристаллизации в нефти смеси Западно-Казахстанской и Актюбинского региона из точки на оси абсцисс, определяемой концентрацией парафина в исследуемой смеси 3,0 % восстанавливаем перпендикуляр до пересечения в кривой растворимости, этой точке соответствует температура 28 °С. Из полученных данных следует, что исследуемой нефть с содержанием парафина 3,0 % насыщается кристаллами АСПО при температуре 28 °С. Следовательно, при транспортировке смеси нефтей Западно-Казахстанской и Актюбинского региона при температуре 28 °С парафин не будет выпадать в твердую фазу.

Аналогично находим температуру насыщения парафином смеси нефтей Кызылординской региона, в которой концентрация парафина составляет 13,3 %, она равна 52 °С. Следовательно, при транспортировке смеси нефтей Кызылординского региона при температуре 52 °С парафин не будет выпадать в твердую фазу.

Для расчетов в диаграммах растворимости используются два простых правила. Правило №1 (правило прямой) гласит о том, исходный состав раствора, твердой и жидкой фаз находятся на одной прямой линии. Правило №2 (правило отрезков) говорит о том, что количество жидкой и твердой фаз определяется как отношение отрезков, характеризующих эти фазы. По *рисунку 5* можно определить концентрацию кристаллов парафина в нефти для температуры 5 °С. Для этого проводим линию, параллельную оси абсцисс из температуры 5 °С до пересечения с линией растворимости, получаем точку А, характеризующую насыщенный раствор нефти при этой температуре. Для определения точки В, характеризующей нефть с выпавшими кристаллами парафина, из точки 100 % парафина (на диаграмме не показана, так как пришлось бы жертвовать наглядностью диаграммы) проводим прямую линию до точки А. В точке пересечения этой линии с вертикальным отрезком с концентрацией парафина 3,0 % находится точка В. Точка В характеризует фазовое состояние нефти с содержанием парафина 3,0 % и температурой 5 °С.

Точка В характеризует концентрацию кристаллов парафина в нефти, при этом в осадок выпадут кристаллы парафина в количестве, характеризуемом отрезком АВ. Концентрацию кристаллов парафина в нефти определяется как отношение отрезка АВ, характеризующего долю кристаллов парафина в нефти, к общему количеству нефти, равному разнице концентраций парафина в осадке (100 %) и концентрации парафина в жидкой фазе – 0,7 %.

$$C_{\text{АСПО}} = (3,0 - 0,7) \times 100 / (100 - 0,7) = 2,3 \%$$

Заключение. Таким образом, при снижении температуры нефти в магистральном трубопроводе до 5 °С концентрация кристаллизующегося парафина в смеси нефтей Западно-Казахстанских и Актюбинской региона составляет 2,3 % от всего парафина в данной смеси нефтей.

Для определения концентрации осадка парафина в смеси нефтей Кызылординского региона аналогично проводим прямую линию из точки D в точку 100 % парафина и получаем точку E. Количество кристаллического парафина в Кызылор-

динской нефти с концентрацией парафина 13,3 % при температуре 20 °С находим из пропорции:

$$C_{\text{АСПО}} = (13,3 - 1,8) \times 100 / (100 - 1,8) = 11,6 \%$$

При той же температуре из нефти Кызылординской группы месторождений кристаллизуется 11,6 % нефти, т.е. из 1 т нефти кристаллизуется:


$$133 \times 0,116 = 15,4 \text{ кг парафина в 1 тонне нефти,}$$

где 133 – количество парафина в 1 тонне нефти при его концентрации 13,3 % масс.

Выводы. Таким образом, при транспортировке смеси нефтей Западно-Казахстанских и Актюбинской региона и смеси нефтей Кызылординского региона парафин кристаллизуется в магистральных трубопроводах. Для предотвращения кристаллизации парафина возможны два варианта:

1. Повышение температуры смеси нефтей Западно-Казахстанских и Актюбинского региона в начале трубопроводов для обеспечения ее не ниже 28 °С на выходе из трубопровода и повышение температуры смеси нефтей Кызылординского региона в начале трубопроводов для обеспечения ее не ниже 52 °С на выходе из трубопровода.

2. Перекачку парафинистых нефтей осуществлять с применением ингибиторов парафинообразования или депрессорных присадок, эффективность которых подтверждена лабораторными исследованиями, а также производить очистку внутренней полости трубопроводов очистными устройствами.

На практике реализуется второй вариант рекомендаций: применение ингибиторов парафинообразования и на участке магистрального нефтепровода ГНПС Кумколь – ГНПС Джумагалиева очистка внутренней полости трубопроводов очистными устройствами. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Надиров Н.К., Тугунов П.И., Брот Р.А. и др. Трубопроводный транспорт вязких нефтей. – Алма-Ата: Наука, 1985. – 264 с. [Nadirov N.K., Tugunov P.I., Brot R.A. i dr. Truboprovodnyj transport вязких нефтей. – Алма-Ата: Наука, 1985. – 264 с.]
- 2 Закиров А.И. Обоснование режимов трубопроводного транспорта битуминозной нефти. – СПб, 2016. – 170 с. [Zakirov A.I. Obosnovanie rezhimov truboprovodnogo transporta bituminoznoj nefti. – SPb, 2016. – 170 s.]
- 3 Герштанский О.С., Елеманов Б.Д. Осложнения при добыче нефти. – М.: Наука, 2007. – 373 с. [Gershtanskij O.S., Elemanov B.D. Oslozheniya pri dobyche nefti. – М.: Наука, 2007. – 373 с.]
- 4 Иванов Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – №1. – С. 268-284. [Ivanov L.V., Burov E.A., Koshelev V.N. Asfal'tosmoloparafinovye otlozheniya v processah dobychi, transporta i hraneniya // elektronnyj nauchnyj zhurnal «Neftegazovoe delo». – 2011. – №1. – С. 268-284.]
- 5 Надиров Н.К., Головки А.К., Горбунова Л.В., Камьянов В.Ф., Огородников В.Д. Состав и структурные особенности компонентов разнотипных нефтей Западного Казахстана

- на // Нефть и газ. – 2007. – №2. – С. 66 – 79. [Nadirov N.K., Golovko A.K., Gorbunova L.V., Kam'yanov V.F., Ogorodnikov V.D. Sostav i strukturnye osobennosti komponentov raznotipnyh neftej Zapadnogo Kazahstana // Neft' i gaz. – 2007. – №2. – S. 66 – 79.]
- 6 Коробов Г.Ю. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования асфальтосмолистых отложений с использованием поверхностно – активных веществ. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Санкт-Петербург – 2016. – 106 с. [Korobov G.YU. Povyshenie effektivnosti ekspluatatsii skvazhin elektrocentrobezhnymi nasosami v usloviyah obrazovaniya asfal'tosmolistykh otlozhenij s ispol'zovaniem poverhnostno – aktivnykh veshchestv. Dissertaciya na soiskanie uchenoj stepeni kandidata tekhnicheskikh nauk. Sankt-Peterburg – 2016. – 106 s.]
 - 7 Хохлов Н.Г., Вагапов Р.Р., Шагитов З.М., Мустафин А.С. Удаление асфальто-смолистых веществ и парафина из нефтепроводов НГДУ «Южарланнефть» // Нефтяное хозяйство. 2006. №1. С. 110-111. [Hohlov N.G., Vagarov R.R., SHagitov Z.M., Mustafin A.S. Udalenie asfal'to-smolistykh veshchestv i parafina iz nefteprovodov NGDU «YUzharlanneft'» // Neftyanoe hozyajstvo. 2006. №1. S. 110-111.]
 - 8 Махмотов Е.С., Сигитов В.Б., Боранбаева Л.Е и др. Нефтемеси, транспортируемые по магистральным нефтепроводам АО «КазТрансОйл». – Алматы: Жибек жолы, 2009. – 532 с. [Mahmotov E.S., Sigitov V.B., Boranbaeva L.E i dr. Neftesmesi, transportiruemye po magistral'nykh nefteprovodam AO «KazTransOj». – Almaty: ZHibek zholy, 2009. – 532 s.]
 - 9 Бейсембетов И.К., Бекибаев Т.Т., Жапбасбаев У.К. и др. Управление энергосберегающими режимами транспортировки нефтемесей. – Алматы: КБТУ, 2016. – 209 с. [Bejsembetov I.K., Bekibaev T.T., ZHapbasbaev U.K. i dr. Upravlenie energosberegayushchimi rezhimami transportirovki neftesmesej. – Almaty: KBTU, 2016. – 209 s.]
 - 10 СТО РМНТК153-39.2-001-2003. Стандарт организации. Нефть, методы исследования парафинистых нефтей. ОАО «ВНИИнефть». [STO RMNTK153-39.2-001-2003. Standart organizacii. Neft', metody issledovaniya parafinistykh neftej. ОАО «VNIIneft'».]
 - 11 Аралов О.В., Буянов И.В., Саванин А.С. и др. Исследование методов расчета кинематической вязкости нефти в магистральном нефтепроводе // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – Т. 7, № 5. – С. 97–105. [Aralov O.V., Buyanov I.V., Savanin A.S. i dr. Issledovanie metodov rascheta kinematischeskoj vyazkosti neftei v magistral'nom nefteprovode // Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta neftei i nefteproduktov. – 2017. – T. 7, № 5. – S. 97–105.]