

УДК 622.691.4

*Пономарева Т. Г., Кандидат технических наук, доцент  
Тюменский индустриальный университет  
Россия, г. Тюмень  
Лам Тхи Тхюи Чанг  
Студент магистратуры  
обучающаяся 2 курса «Нефтегазовое дело»  
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»  
Институт транспорта  
Россия, г. Тюмень*

## **ВЫБОР МЕТОДА ПЕРЕКАЧКИ ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ ОТ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ МЕДВЕДЬ» ДО ЦТК-3**

***Аннотация:** В статье автор рассматривает сложную природу нефти на месторождении Белый Медведь и некоторый опыт сбора, переработки и транспортировки богатой парафином нефти по подземным морским трубопроводам. Безопасная и бесперебойная работа нефтепровода от месторождения Белый Медведь до СТК-3 и обратно играет важную роль в эксплуатации нефтегазовых месторождений "Вьетсовпетро", активно способствуя выполнению годового плана нефтегазовой эксплуатации Вьетнамской национальной нефтегазовой группы.*

***Ключевые слова:** Нефть, парафиноотложение, температура застывания, вязкость, месторождение «Белый Медведь».*

***Annotation:** In this article, the author discusses the complex nature of oil in the White Bear field and some experiences in gathering, processing and transporting paraffin-rich oil through underground offshore pipelines. The safe and smooth operation of the oil pipeline from the White Bear field to СТК-3 and back plays an*

*important role in Vietsovpetro's oil and gas field operation, actively contributing to the fulfilment of the annual oil and gas operation plan of the Vietnam National Oil and Gas Group.*

***Keywords:*** *Oil, Paraffin deposition, pour point temperature, viscosity, White Bear oil field.*

В настоящее время Совместное российско-вьетнамское предприятие «Вьетсовпетро» ведет добычу нефти на месторождениях Белый Тигр, Дракон, Белый Медведь и Белый Кролик на шельфе Вьетнама. В августе 2012 года была добыта первая нефть на месторождении «Белый Медведь» (блок 09-1). Нефть, добываемая на месторождении, имеет высокое содержание парафина, около 18 - 29% по весу, высокую температуру застывания (29 - 36°C), низкую температуру устья скважины.

Транспортировка нефти с высоким содержанием парафина по подземным трубопроводам сопряжена со многими сложными проблемами, такими как: большая разница между температурой нефти и температурой окружающей среды, вызывающая кристаллизацию парафина и его отложение внутри трубопровода, уменьшение проходного сечения трубопровода, увеличение потерь давления при транспортировке и образование внутри трубопровода структурного слоя парафина, вызывающего закупорку и остановку работы.

Безопасная и бесперебойная работа трубопровода зависит от улучшения характеристик текучести сырой нефти месторождения «Белый Медведь». Использование методов, снижающих температуру застывания, может значительно снизить потенциальный риск выпадения парафина в осадок и загустевания. Изучение реологических свойств сырой нефти позволяет оценить различные типы методов, необходимых для обработки сырой нефти (химические, механические и т. д.). Необходимо определить содержание парафина в сырой нефти в трубопроводе при транспортировке по подводным

трубопроводам или для возобновления потока после аварийной остановки добычи. Исследование наиболее эффективного метода борьбы с парафиновыми отложениями в нефтепроводе сыграло очень важную роль в разработке концепции процесса и проектировании системы сбора на месторождении «Белый Медведь».

В настоящее время СП «Вьетсовпетро» эксплуатирует три нефтяных месторождения: Белый Тигр, Дракон и Белый Медведь. Нефть добывается со стационарных платформ, платформ-спутников. После сепарации газа дегазированная нефть перекачивается на станкере для хранения и последующего экспорта на челночные танкеры. Подводные трубопроводы, по которым транспортируется нефть, добытая на шельфе, сталкиваются с гораздо большим количеством проблем, чем наземные трубопроводы. Трубопроводы «Вьетсовпетро» обычно прокладываются по морскому дну без теплоизоляции [4].

Температура воды на морском дне находится в диапазоне от 25°C до 28°C, и в некоторых случаях наблюдается 21,6°C. Транспортировка парафинистой нефти, температура застывания которой всего на 6 - 10°C выше температуры морского дна, может быть связана с такими проблемами:

1. Высокая скорость охлаждения сырой нефти в течение года.
2. Отложение парафина на стенках трубопровода, уменьшающее эффективный диаметр и увеличивающее перепады давления.
3. Образование гелеобразной структуры кристаллов парафина при низких температурах и скорости потока, что может привести к остановке производства.

Перекачка парафинистой нефти по трубопроводу без теплоизоляции может быть облегчена с помощью следующих методов [3]:

1. Перекачка сырой нефти, прошедшей соответствующую термическую обработку. Это включает в себя предварительный нагрев парафинистой сырой

нефти и тепловую обвязку трубопровода для поддержания температуры потока выше температуры точки застывания сырой нефти.

2. Транспортировка сырой нефти, смешанной с водой в системе транспортировки с двухфазным потоком.

3. Перекачка сырой нефти, разбавленной растворителями или менее парафинистой сырой нефтью.

4. Перекачка сырой нефти, обработанной реагентами.

Улучшить текучесть некоторых видов нефти можно путем соответствующей термической обработки, но для этого потребуется огромная теплогенерирующая установка на одной из морских платформ на месторождении.

Двухфазная транспортировка с водой потребует решения проблем, связанных с коррозией трубопроводов, сепарацией воды и очисткой нефтесодержащих вод. Метод разбавления оказался невозможен, поскольку все нефти «Вьетсовпетро» имеют высокую парафинистость, а менее парафинистая нефть, необходимая для такого метода разбавления, отсутствует на данном месторождении. Для решения проблем, связанных с транспортировкой нефти Вьетсовпетро по существующей сети подводных трубопроводов, необходимо использовать химическую обработку сырой нефти. Целью такой обработки является то, что температура застывания нефти должна быть примерно на 3-5°C ниже, чем самая низкая температура потока в трубопроводе.

Первоначально были проведены лабораторные испытания, чтобы убедиться, что сырая нефть имеет соответствующую текучесть, позволяющую транспортировать ее по подводному трубопроводу даже при самой низкой температуре морского дна. Были проведены скрининговые исследования с использованием доступных присадок для оценки их влияния на температуру застывания сырой нефти «Вьетсовпетро». Результаты испытаний позволили

выбрать лучшие химические присадки, которые оказали существенное влияние на сырую нефть «Вьетсовпетро».

*Анализ характеристик добываемой нефти на месторождении «Белый Медведь»*

Месторождение «Белый Медведь» введено в эксплуатацию вьетнамско-российским совместным предприятием Вьетсовпетро с 2013 года. Нефть, добываемая на этом участке, обладает парафиновыми, асфальтовыми, смолистыми свойствами, температурой замерзания и высокой вязкостью с высокими вязкостными свойствами.

Характеристики следующие [1]:

- Плотность при температуре 20°C: 881 - 902 кг/м<sup>3</sup>;
- Вязкость при температуре 50°C: 29,5 - 42,5 мм<sup>2</sup>/с;
- Содержание парафина: 22,4 - 29% по массе;
- Содержание асфальтенов в смоляном клее: 10,8 - 22% по массе;
- Температура замерзания: 30 - 35°C.

Температура морской воды в районе подземного трубопровода, транспортирующего нефть с месторождения «Белый Медведь» (платформа ЦТК-1) на центральную технологическую платформу 3 (ЦТК-3), достигает в среднем 26°C (самый низкий уровень - 24,5°C), что увеличивает вязкость нефти при транспортировке, а также скорость отложения парафина. Характеристики нефти месторождения «Белый Медведь» показаны в таблице 1 [1].

*Характеристики трубопроводов, транспортирующих продукцию с месторождения «Белый Медведь» до ЦТК-3*

Продукция месторождения «Белый Медведь» транспортируется на ближайший БК-14 по теплоизолированному трубопроводу, а оттуда вместе с продукцией БК-14 и БК-16 направляется по двум трубопроводам на ЦТК-3 для дальнейшей подготовки [1].

- Нефтепровод БК-14 → ЦТК-3: теплоизолированный, длиной 7,7 км;
- Нефтепровод БК-14 → БК-9 → ЦТК-3:

- Участок БК-14 → БК-9: теплоизолированный, длиной 6,7 км;
- Участок БК-9 → ЦТК-3: теплоизолированный, длиной 1,3 км.

Этот трубопровод состоит из множества вертикальных участков труб, проходящих через платформы, поэтому здесь нет челночной системы для очистки от отложений. Схема трубопроводов месторождения «Белый Медведь» приведена на рисунке 1.

Нефтепровод на месторождении «Белый Медведь» покрыт изоляцией. Однако из-за низкой температуры устья скважины и морской воды температура транспортируемой на промежуточные платформы нефти очень низкая. В момент транспортировки при самой низкой температуре в нефтепроводе температура достигает 26 - 28°C.

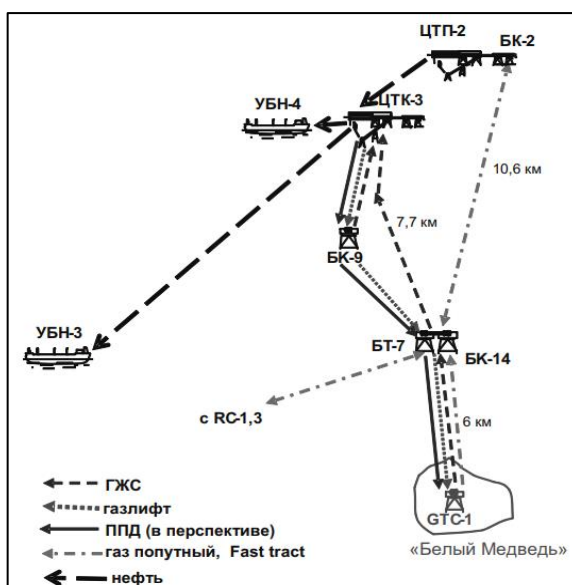


Рис 1. Схема трубопроводов нефти месторождения «Белый Медведь»

[1]

*Проблема отложения парафина при транспортировке нефти в условиях низкой температуры и потока*

После периода самозакочки нефти месторождение «Белый Медведь» перешло на метод закачки газлифтом. Этот метод усугубляет проблему

отложения парафина в нефтепроводе из-за значительного снижения температуры нефти [5].

Парафин кристаллизуется в температур 36 - 45°C (показано на рисунке 1). Между тем температура в нефтепроводе находится в 34 - 45°C. В том температурном диапазоне, парафин кристаллизуется наиболее сильно.

В условиях низкого потока нефти потери тепла в окружающую среду будут сильно увеличиваться, что ускорит отложение кристаллов парафина на стенке трубы. Аналитические результаты показывают, что при температуре морской воды 25°C:

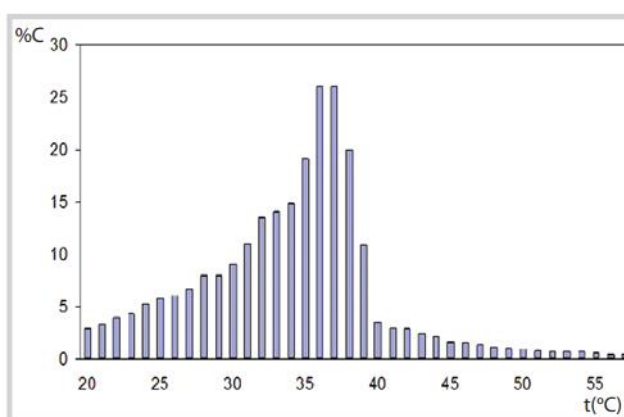


Рисунок 2. Отложение парафина в месторождении «Белый Медведь» в зависимости от температуры

- При температуре транспортировки нефти выше 65°C осаждение парафина не происходит;
- При температуре транспортировки нефти 35°C скорость выпадения парафина составляет 1 кг/м<sup>2</sup>/день и ночь;
- При температуре транспортировки нефти 30°C скорость выпадения парафина составляет 3,7 кг/м<sup>2</sup>/день и ночь.

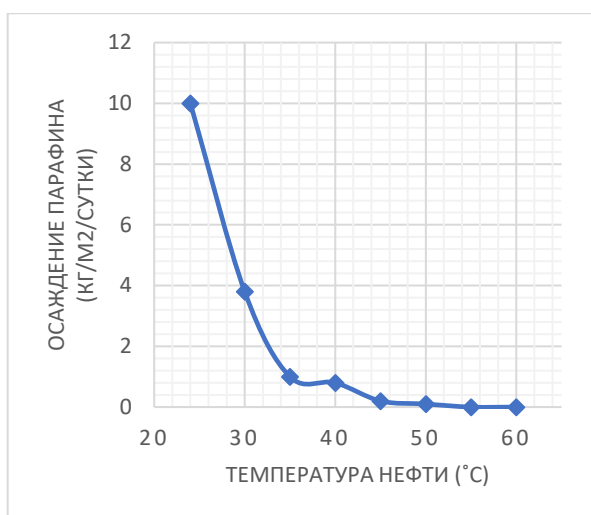


Рис. 3. Скорость осаждения парафина при различных температурных условиях транспортировки

Для обеспечения абсолютной безопасности трубопроводной системы транспортировки нефти температура транспортируемых по трубопроводу продуктов переработки должна быть выше температуры, при которой появляются кристаллы парафина, не менее чем на 5°C. При транспортировке нефти при температуре ниже температуры появления кристаллов парафина жидкость будет находиться в неньютоновском состоянии, вызывая сложные проявления в реологических свойствах нефти, увеличивая вязкость, что приводит к риску отложения парафина в нефтепроводах.

Явление отложения парафина-клея-смолы внутри эксплуатационных труб и нефтепроводов приводит к уменьшению проходного сечения труб, увеличению потерь давления, что является причиной изменения потока нефти и газа и реологии трубопровода. Процесс транспортировки нефти и газа по трубопроводу в этом случае может быть временно остановлен из-за слишком высокой вязкости и низкого транспортного потока.

При эксплуатации трубопроводов на месторождении «Белый Медведь» в работе часто возникает эта проблема, степень выраженности которой зависит от параметров нефтепроводного транспорта. В настоящее время эта ситуация решается путем увеличения расхода в нефтепроводе или повышения температуры в зоне отложения парафина. При незначительном увеличении



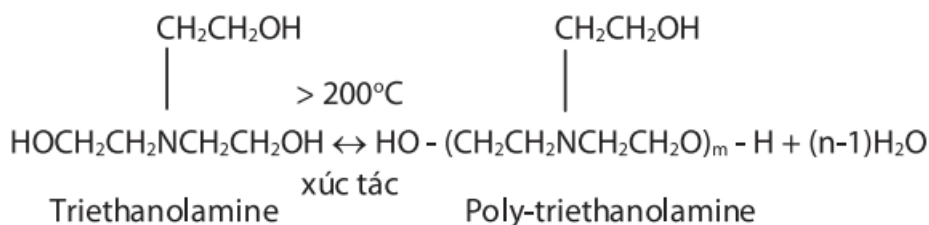
давления решить проблему отложения парафина не удастся, так как зона отложения имеет прочную структуру и высокое напряжение сдвига. По мере образования и роста застойной зоны со временем способность трубопровода к течению значительно снижается, что может привести к остановке трубопровода.

### *Методы перекачки высокопарафинистых нефти*

#### *А) Использование депрессантов (СР)*

Процесс кристаллизации может контролироваться введением присадок, таких как депрессанты (СР), которые действуют как модификаторы кристаллизации парафинов. Присадки линейки СР действуют путем уменьшения размера кристаллов парафина. Нефть на месторождении «Белый Медведь» имеет низкую температуру на устье скважины (30-35°C) и подвергается химической обработке путем закачки химикатов в скважину по трубам на глубину 2000-2500 метров.

Некоторые депрессанты (PPD), импортируются и используются внутри страны с полимерными или сополимерными основами на основе алкил(мет)акрилата или малеиновой кислоты. В последнее время некоторые исследования по синтезу присадок PPD на основе соединений аминов и жирных кислот показали положительные результаты, позволяющие одновременно снижать температуру замерзания и улучшать реологию сырой нефти.



Полиалканоламиновые эфиры обладают многими свойствами в качестве эффективной основы для депрессантов температуры застывания высокопарафинистых нефтей, что открывает новые подходы к синтезу депрессантов температуры застывания в лабораторных условиях.

Процесс кристаллизации контролируется введением присадок, таких как депрессанты (СР), которые действуют как модификаторы кристаллизации парафинов. Присадки линейки СР действуют путем уменьшения размера кристаллов парафина. После такой обработки температура застывания нефти составляет около 25°C. Так как нефть на месторождении «Белый Медведь» имеет температуру на устье скважины (30-35°C), то целесообразно ее подвергать химической обработке путем закачки химикатов в скважину на глубину 2000-2500 метров.

#### *Б) Очистка парафина внутри нефтепровода*

Чтобы свести к минимуму возможность образования парафиновых отложений в трубопроводе, необходимо периодически закачивать в нефтепровод больше воды (не прекращая добычу). Процесс очистки трубопровода завершается при замене 2 - 3 раз воды объема трубы.

#### *В) Сепарация воздуха (Слагкетчер)*

Слагкетчер (Slug Catcher) пробкоуловитель - это резервуарное оборудование, используемое в нефтегазовой отрасли промышленности, в котором на выходе из трубопровода собираются газовые или жидкостные пробки (слаги). Базовая конструкция пробкоуловителя содержит буферный объем для газа и жидкости.

Под действием силы тяжести жидкости будет иметь тенденцию оседать на дно трубопровода, в то время как газы занимают верхнюю секцию трубопровода. Слагкетчер представляет собой резервуар с достаточным объемом буфера для хранения крупных жидкостных или газовых пробок.

Слагкетчер расположен между выходом трубопровода и технологическим оборудованием. Буферную жидкость можно доставить к технологическому оборудованию с гораздо более медленной скоростью, что предотвращает перегрузку системы. Слагкетчер можно использовать непрерывно или по запросу. Слагкетчер может быть выполнен в виде

цистерны или конструкции из нескольких длинных кусков трубы (пальцев), которые вместе образуют объем буфера, или может быть комбинированным.

В соответствии с характеристиками сырой нефти на месторождении «Белый Медведь», для разделения многофазного потока в конце нефтепровода можно использовать слагкетчер, но эффективным методом удаления парафиновых отложений он не является.

*Таким образом:*

– Исследования показали, так как на месторождении «Белый Медведь» высокое содержание парафина (25% по массе), температура появления парафина составляет 30 - 35°C, температура транспортировки 34 - 45 °С, следовательно очень высокая вероятность отложения парафина, может привести к снижению транспортного потока или закупорке нефтепровода.

– Проведя анализ методов перекачки высокопарафинистых нефтей, можно сделать вывод, что использование химических присадок (полиалканоламиновые эфиры) более эффективно для нефти на месторождении «Белый Медведь».

### **Список используемой литературы:**

1. Tran V. V. и др., «Solution for transporting oil with high paraffin content at Gau Trang field», *Petrovietnam J.*, т. 12, сс. 18–21, дек. 2015.

2. Thuc P. D., Son T. C., Hoe L. D., и Hai N. H., «Connecting Ca Ngu Vang field with Bach Ho field, experience connecting small fields with infrastructure of existing oil fields», *Petrovietnam J.*, т. 2, сс. 28–32, фев. 2016.

3. Son T. C. и Hoe L. D., «Experience in transporting paraffin-rich oil by pipeline in offshore oil and gas fields of the Vietnam-Russia Joint Venture Vietsovpetro», *Petrovietnam J.*, т. 2, сс. 43–52, фев. 2015.

4. «Vietsovpetro discovered a new industrial oil stream», PVGAS. Просмотрено: 6 декабрь 2023 г. [Онлайн]. Доступно на:

<https://www.pvgas.com.vn/bai-viet/vietsovetro-ph225t-hien-d242ng-dau-c244ng-nghiep-moi>

5. «The Problem in Transportation of High Waxy Crude Oils Through Submarine Pipelines at JV Vietsovetro Oil Fields, Offshore Vietnam | Journal of Canadian Petroleum Technology | OnePetro». Просмотрено: 6 декабрь 2023 г. [Онлайн]. Доступно на: [https://onepetro.org/JCPT/article-abstract/doi/10.2118/03-06-TN/30258/The-Problem-in-Transportation-of-High-Waxy-Crude ? redirected From =fulltext](https://onepetro.org/JCPT/article-abstract/doi/10.2118/03-06-TN/30258/The-Problem-in-Transportation-of-High-Waxy-Crude?redirectedFrom=fulltext)