

УДК 622.692.4

DOI: 10.52531/1682-1696-2025-25-1-43-49

Научная статья

EDN: IKBPRR

РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ФОРМИРОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ПАРАФИНОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ПРОТЯЖЕННЫХ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

Ю.А. Харченко, А.Н. ЧехловРОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, МОСКВА,
РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

Original article

WAX DEPOSITION MODEL DEVELOPMENT FOR OPERATIONAL RELIABILITY ESTIMATION OF THE LONG-DISTANCE SUBSEA PIPELINES

В статье представлена модель формирования отложений парафинов в протяженном трубопроводе, эксплуатируемом в условиях нестационарных технологических режимов. Показано ее применение в процедуре оценки эксплуатационной надежности морских трубопроводов с использованием показателей их живучести.

Ключевые слова: Арктический шельф, морские трубопроводы, надежность, живучесть, риск, барьеры безопасности, имитационное моделирование, метод Монте-Карло, парафины, температура нефти

Yu.A. Kharchenko, A.N. Chekhlov
RUSSIAN STATE GEOLOGICAL PROSPECTING
UNIVERSITY NAMED AFTER SERGO
ORDZHONIKIDZE, MOSCOW, RUSSIAN
FEDERATION

The article presents a wax deposition model of long-distance pipeline operated in non-stationary technological conditions. The application in the procedure of subsea pipelines operational reliability estimation using robustness indicators has been demonstrated.

KEY WORDS: Arctic shelf, subsea pipelines, reliability, robustness, risk, safety barriers, simulation modelling, Monte-Carlo method, wax, oil temperature

ВВЕДЕНИЕ

Освоение углеводородных ресурсов континентального шельфа арктических морей в ближайшем будущем будет являться одним из ключевых направлений по компенсации неизбежного спада добычи нефти и газа на традиционных месторождениях. В связи с этим ожидается существенное увеличение протяженности эксплуатируемых в условиях арктического шельфа трубопроводных сетей внутрипромыслового сбора и межпромыслового транспорта углеводородов. Имеющийся опыт эксплуатации морских трубопроводов в Арктике указывает на наличие существенных отличий от организации работы объектов обустройства месторождений на шельфе незамерзающих морей, основными из которых являются:

- наличие дополнительных опасных факторов, характерных только для замерзающих морей [12], усугубление воздействия некоторых общих опасных факторов в арктических условиях;
- ограниченный перечень и недостаточная достоверность исходных данных на этапе проектирования;
- длительная автономная работа в ледовый период (отсутствие возможности проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту).

Все вышеперечисленное указывает на то, что при проектировании рассматриваемых объектов с использованием классических подходов теории надежности возникает значимая вероятность воздействия на трубопровод в период эксплуатации запроектных нагрузок, которые могут привести к повреждениям, а в отдельных неблагоприятных случаях – к отказам и авариям. Учитывая, что большую часть года проведение работ по локализации и ликвидации последствий аварии ограничено, ущерб от таких ошибок для морских арктических трубопроводов кратно выше, чем

для объектов, эксплуатируемых на шельфе незамерзающих морей.

В качестве варианта решения указанной проблемы повышения эксплуатационной надежности морских арктических трубопроводов предлагается дополнение существующих методов проектирования элементами теории живучести технических систем [6]. Живучесть – это свойство, характеризующее способность системы функционировать при получении повреждений от запроектных воздействий или восстанавливать данную способность в течение ограниченного времени. Таким образом делается попытка ввести показатели способности трубопровода сопротивляться разрушению при получении повреждений от запроектных нагрузок, а также препятствовать перерастанию локальных отказов в глобальную аварию. Количественная оценка эксплуатационной надежности трубопроводов с использованием критериев живучести [13] включает в себя моделирование воздействия опасных факторов и функционирования барьеров безопасности. Корректный выбор методик, показывающих хорошую сходимость, но при этом не являющихся слишком трудоемкими (для возможности использования в имитационном моделировании), является важным этапом предлагаемой процедуры проектирования.

Образование отложений парафинов в скважинах [7, 17, 18] и трубопроводах [8–10, 15] является одним из опасных факторов, степень воздействия которого в арктических условиях может проявляться более интенсивно. Неконтролируемая парафинизация трубопровода влечет за собой повышение давления в системе (что снижает эффективность транспортировки и увеличивает вероятность отказов из-за имеющихся в стенке трубы дефектов), а также может стать причиной перекрытия внутреннего сечения и полной остановки перекачки. Необходимо отметить, что образование парафиновых отложений являлось существенным осложняющим фактором, требующим принятия дополнительных защитных мер, при эксплуатации морских трубопроводов на шельфе острова Сахалин [4] и месторождениях Южно-Китайского моря в Республике Вьетнам [1].

Опираясь на опыт проведенных исследований [1–5, 14], учитывая преимущества рассмотренных методик и требования, обусловленные процедурой имитационного моделирования, была поставлена задача по разработке модели образования отложений в морском трубопроводе, эксплуатация которого характеризуется следующими отличительными особенностями:

- большая протяженность (обуславливающая заметное изменение температуры нефти по длине трубопровода);
- возможность значительных колебаний значений технологических параметров (расход, давление и начальная температура перекачиваемого продукта);

Ю.А. ХАРЧЕНКО, А.Н. ЧЕХЛОВ
РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ФОРМИРОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ПАРАФИНОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ПРОТЯЖЕННЫХ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

- сезонные колебания температуры окружающей среды (морской воды).

РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ПАРАФИНИЗАЦИИ НЕФТИ В ТРУБОПРОВОДЕ

Разработка модели велась с использованием эмпирических данных, полученных по результатам наблюдения за технологическими параметрами эксплуатации промыслового нефтепровода сухопутного месторождения. Трубопровод протяженностью около 100 км, предназначенный для транспортировки товарной нефти, проложен надземно в тепловой изоляции, что позволяет в рамках решаемой задачи рассматривать его в качестве объекта-аналога исследуемых морских трубопроводов.

За основу модели был принят подход, предложенный в работе [5], и дополненный возможностями оценки характера распределения количества парафиновых отложений по длине трубопровода (из-за снижения температуры нефти по мере движения по трубопроводу) с учетом возможного изменения влияющих факторов во времени τ (отсчитываемом относительно даты прошлого пропуска очистного устройства). Объем отложений определяется по изменению перепада давления в трубопроводе с использованием уравнения Дарси-Вейсбаха (1). Необходимо отметить, что данная формула напрямую применима при температурах нефти, значительно превышающих температуру застывания, в остальных случаях необходимо учитывать возможное проявление неньютоновских свойств жидкости.

$$\begin{aligned}
 p_{\text{н}}^{\Phi}(\tau) - p_{\text{к}}^{\Phi}(\tau) = & \\
 = z_{\text{к}} \times \rho_{\text{н}}^{\text{р}}(t_{\text{к}}^{\text{р}}(\tau)) \times g - z_{\text{н}} \times \rho_{\text{н}}^{\text{р}}(t_{\text{н}}^{\Phi}(\tau)) \times g & \\
 + \int_0^L \lambda(t^{\text{р}}(\tau, x)) \times \frac{\rho_{\text{н}}^{\text{р}}(t^{\text{р}}(\tau, x))}{2 \times (d_{\text{вн}} - 2 \times \delta_{\text{п}}^{\text{р}}(t^{\text{р}}(\tau, x)))} \times & \\
 \left(\frac{4 \times Q_{\text{н}}^{\Phi}(\tau)}{\pi \times (d_{\text{вн}} - 2 \times \delta_{\text{п}}^{\text{р}}(t^{\text{р}}(\tau, x)))^2} \right)^2 \times dx, &
 \end{aligned} \quad (1)$$

где $p_{\text{н}}^{\Phi}$ – фактическое давление в начале трубопровода, Па; τ – время, с; $p_{\text{к}}^{\Phi}$ – фактическое давление в конце трубопровода, Па; $z_{\text{к}}$ – высотная отметка в конце трубопровода, м; $z_{\text{н}}$ – высотная отметка в начале трубопровода, м; $\rho_{\text{н}}^{\text{р}}$ – расчетная плотность нефти, кг/м³; $t_{\text{н}}^{\Phi}$ – фактическая температура нефти в начале трубопровода, °C; $t_{\text{к}}^{\text{р}}$ – расчетная температура нефти в конце трубопровода, °C; g – ускорение свободного падения, $g = 9.81$ м/с²; L – длина трубопровода, м; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; x – координата сечения трубопровода, м; $d_{\text{вн}}$ – номинальный вну-

тренный диаметр трубопровода, м; Q_n^Φ – фактический объемный расход нефти, м³/с; t^p – расчетная температура нефти в сечении с координатой x , °С; δ_n^p – расчетная толщина слоя парафиновых отложений в сечении с координатой x , м.

Выражение для расчета толщины слоя парафиновых отложений, исходя из гипотезы об экспоненциальном характере функции (2), описывающей данный процесс [5], для каждого рассматриваемого сечения трубопровода принимает вид (3).

$$v_n(\tau, x) = \frac{A \times B}{(\tau_n(\tau, x) + B)^2} \cdot e^{-\frac{C}{(t_{nn} - t^p(\tau, x))^2}}, \quad (2)$$

где A, B, C – эмпирические коэффициенты; v_n – скорость образования парафиновых отложений, кг/(м²·с), при $t^p > t_{nn}$ $v_n = 0$; t_{nn} – температура начала кристаллизации парафина, °С; τ_n – интервал времени, на котором происходит формирование парафиновых отложений, с.

$$\delta_n^p(\tau, x) = \int_{\tau_0}^{\tau'} \frac{v_n(\tau_n(\tau, x), t^p(\tau, x)) \times d\tau}{\rho_{\Pi}}, \quad (3)$$

где τ_0 – момент времени приема очистного устройства при прошлом пропуске, с; τ' – рассматриваемый момент времени, с; ρ_{Π} – плотность парафинов, кг/м³.

Модель была бы применима на практике в данном виде в случае наличия эмпирических данных о распределении температуры нефти по длине трубопровода путем замены в уравнениях $t^p(\tau, x)$ на $t^\Phi(\tau, x)$. Поскольку данные имеются лишь о значениях $t_k^\Phi(\tau)$ и $t_n^\Phi(\tau)$ важной задачей построения модели парафинизации нефти является определение распределения ее температуры по длине трубопровода.

Для стационарного процесса транспортировки остывание нефти описывается формулой Шухова (4):

$$t^p(x) = t_0^\Phi + (t_n^\Phi - t_0^\Phi) \times e^{-\text{Шу} \frac{x}{L}}, \quad (4)$$

где t_0^Φ – фактическая температура окружающей среды, °С; Шу – параметр Шухова.

Рассматриваемый трубопровод большую часть года эксплуатируется в условиях значительных суточных колебаний температуры окружающего воздуха, поэтому прямое применение формулы Шухова для расчета распределения температуры по длине трассы трубопровода показывает низкую сходимость с эмпирическими данными из-за существенной инерции при остывании или нагреве перекачиваемого продукта. В связи с этим были рассмотрены квазистационарные состояния трубопровода в течение интервала времени $\Delta\tau$, за которое производится расчет остывания нефти в отдельных сечениях трубопровода по формуле (5) без учета движения продукта, а затем выполняется смещение полученной температуры с учетом текущей скорости транспортировки (6).

$$t^{p'}(\tau, x) = \frac{t^p(\tau - \Delta\tau, x) - t_0^\Phi(\tau)}{\frac{\Delta\tau \times 4 \times k}{e^{d_{\text{вн}} \times C_p \times \rho_n^p(\tau - \Delta\tau, x)}}} + t_0^\Phi(\tau), \quad (5)$$

где k – коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·°С); $\Delta\tau$ – интервал времени, на котором технологический режим работы трубопровода рассматривается в качестве стационарного, с; C_p – удельная массовая теплоемкость нефти, Дж/(кг·°С).

$$t^p(\tau, x) = t^{p'}(\tau, x - \frac{4 \times Q_n^\Phi(\tau)}{\pi \times d_{\text{вн}}^2} \times \Delta\tau). \quad (6)$$

Первой задачей для реализации модели на практике является проверка корректности предложенной методики определения распределения температуры нефти по длине трубопровода. Оценка достоверности методики осуществлялась путем контроля сходимости расчетных значений температуры нефти в конце трубопровода t_k^p с фактическими t_k^Φ по относительной погрешности δ_r . Результаты оценки относительной погрешности расчетной температуры нефти представлены на рисунке 1. Максимальные значения погрешности по отдельным наблюдениям не превышают 10%, а среднее значение за весь период наблюдений составило 2,26%, что указывает на удовлетворительную точность предложенной методики и ее применимость в дальнейших расчетах.

Для адаптации разработанной модели парафинизации к реальным условиям работы конкретного трубопровода необходимо определить значения эмпирических коэффициентов A, B, C выражения (2), характерные для транспортируемой нефти. На этапе эксплуатации подбор осуществляется из условия, чтобы разница между фактическим перепадом давления в левой части уравнения (1) и рассчитанным численными методами в правой части уравнения (1) за весь период наблюдений была минимальной.

При выполнении подбора используется метод наименьших квадратов. Для исключения роста погрешности от случайных воздействий в данной процедуре не рассматриваются наблюдения, характеризующиеся следующими признаками:

- наличие резких единичных отклонений давления относительно соседних наблюдений;
- процесс перехода между режимами транспортировки нефти;
- процесс пропуска по трубопроводу очистных или диагностических устройств.

Для оценки достоверности модели осуществлялся контроль сходимости расчетного перепада давления Δr^p с фактическим по относительной погрешности $\delta_{\Delta r}$. Также проводилось сравнение расчетного перепада давления с учетом толщины отложений парафинов и без такового.

Результаты оценки относительной погрешности расчетного перепада давления представлены на ри-

сунке 2. При расчетах с учетом толщины отложений максимальные значения погрешности по отдельным наблюдениям не превышают 5%, а среднее значение за весь период наблюдений составило 0,97%. Разница между значениями погрешности для расчетов с учетом и без учета толщины отложений в начальный период времени (после пропуска очистного устройства) минимальна и начинает расти по мере увеличения толщины слоя отложений, что соответствует гипотезе, лежащей в основе модели.

По значениям толщины слоя отложений в разных сечениях трубопровода $\delta_{\Pi}^P(x)$, рассчитанным для момента времени перед пропуском очистного устройства, существует возможность оценить расчетный объем парафинов Q_{Π}^P , отложившихся на стенке трубы, и сравнить их с фактическим объемом парафинов Q_{Π}^F , поступившим в камеру приема очистных устройств по результатам последующей очистки. По результатам сравнения обнаружено, что в камеру приходит лишь малая часть от расчетного объема отложений, оставшийся парафин, вероятно, находится в потоке нефти во взвешенном состоянии и уходит в резервуарный парк и систему подготовки. Данное наблюдение подтверждается и опытом эксплуатации трубопроводов на шельфе острова Сахалин [4].

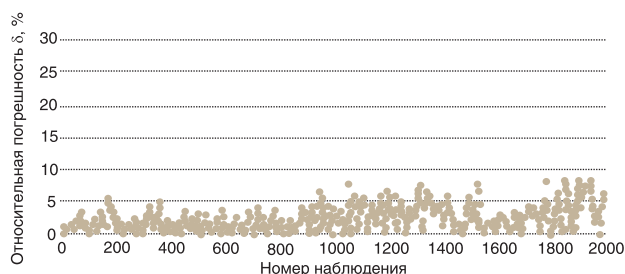


Рис. 1.

Оценка достоверности методики расчета температуры нефти

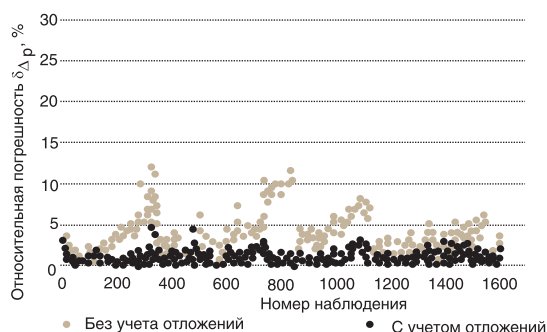


Рис. 2.

Оценка достоверности модели

Разработанная модель может быть применена на этапе эксплуатации для контроля за образованием отложений парафинов в протяженных морских трубопроводах. Используемые методики для определения значений коэффициента теплопередачи являются единственным параметром, отличающим применение разработанной модели образования парафиновых отложений для условий эксплуатации сухопутных или морских трубопроводов. Для сооружений в тепловой изоляции при выполнении инженерных расчетов допускается пренебрегать значениями коэффициентов теплоотдачи от нефти к стенке трубы и от внешнего слоя трубы к окружающей среде. Применение модели на этапе проектирования возможно путем экспериментального определения значений эмпирических коэффициентов уравнения (2) в лабораторных условиях и их дальнейшего использования в прогнозных расчетах.

ПРИМЕНЕНИЕ МОДЕЛИ ПАРАФИНИЗАЦИИ НЕФТИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ТРУБОПРОВОДА

В предлагаемом подходе к повышению эксплуатационной надежности трубопровода степень живучести оценивается по двум дополняющим друг друга показателям [13]: G (вероятность функционирования без отказов (7), характеризует способность системы выдерживать повреждения от запроектных воздействий, сохраняя работоспособное состояние) и G_R (соотношение рисков локальных и глобальных последствий (8), характеризует способность системы препятствовать перерастанию локального отказа в глобальную аварию).

$$G = \sum_{i=1}^l \sum_{k=1}^p P(D_i | H_k) \times P(H_k), \quad (7)$$

где G – первый показатель живучести; $P(H_k)$ – вероятность экстремального воздействия на систему; $P(D_i | H_k)$ – вероятность i -го сценария развития дефекта; l – сценарии, в которых не происходит отказ.

$$G_R = \frac{\sum_{i=1}^m R_{\text{локи}}}{\sum_{i=1}^m R_{\text{локи}} + \sum_{j=1}^n R_{\text{глоб}}}, \quad (8)$$

где G_R – критерий живучести; $R_{\text{локи}}$ – риск локального инцидента, который не приводит к остановке работы трубопровода; $R_{\text{глоб}}$ – риск глобальной аварии, которая приводит к прекращению эксплуатации трубопровода.

Для рассматриваемого процесса в качестве локального ущерба определен рост перепада давления по мере накопления отложений в трубопроводе, в качестве глобальной аварии – снижение диаметра проходного сечения до значений, при которых дальнейшая эксплуатация трубопровода не отвечает требованиям безопасности.

Для демонстрации возможности включения разработанной модели парафинизации нефти в процедуру оценки эксплуатационной надежности было проведено имитационное моделирование параметров работы проектируемого морского трубопровода. Выполнены расчеты по различным сочетаниям параметров барьеров безопасности (табл. 1) с целью оценки их влияния на показатели живучести системы. Имитационное моделирование методом Монте-Карло осуществлялось с использованием генератора случайных чисел, было симулировано 1000 сочетаний следующих параметров:

- расход нефти (нормальное распределение);
- температура нефти в начале трубопровода (нормальное распределение);
- температура начала кристаллизации парафина (нормальное распределение);
- значения эмпирических коэффициентов (нормальное распределение).

Результаты имитационного моделирования представлены на рис. 3. Анализ полученных результатов указывает на наличие следующих закономерностей:

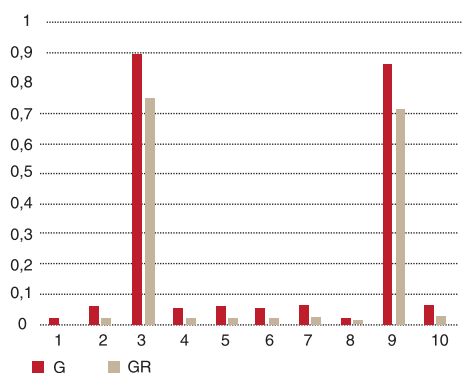
- повышение температуры подогрева нефти перед транспортировкой положительно влияет на значение показателя G_R , на показатель G влияние также оказывается, но до определенного значения температуры подогрева, после которого показатель перестает меняться;
- увеличение толщины тепловой изоляции трубопровода положительно влияет и на значение показателя G_R , и на значение показателя G ;
- уменьшение периода между пропусками очистных устройств положительно влияет и на значение показателя G_R , и на значение показателя G ;
- при уменьшении периода между очистками трубопровода с 12 до 6 месяцев показатели живучести меняются незначительно (даже при рассмотрении максимальных параметров остальных барьеров безопасности), при изменении периода с 6 до 1 месяца значения показателей живучести растут на порядок.

В рассмотренных условиях (большая протяженность трубопровода) удовлетворительные значения показателей живучести получены только для сочета-

ТАБЛИЦА 1.

Параметры барьеров безопасности

№	Барьер безопасности	Параметр	Значение		
			1	2	3
1	повышение температуры нефти перед транспортировкой	максимальная температура подогрева, °С	барьер не предусмотрен	50	70
2	тепловая изоляция труб	толщина тепловой изоляции, мм	барьер не предусмотрен	100	200
3	пропуск очистных устройств	период между очистками, месяцев	12	6	1



Повышение температуры нефти	1	1	2	3	1	3	2	2	2	2	3
Тепловая изоляция труб	2	1	2	3	2	2	1	3	2	2	3
Пропуск очистных устройств	3	1	2	3	2	2	2	2	1	3	2
Параметры барьеров безопасности		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Сочитание параметров барьеров безопасности											

G	0,01918	0,5995	0,89448	0,05755	0,5995	0,5396	0,06715	0,2758	0,86091	0,6715
G _R	0,00627	0,02156	0,74906	0,02009	0,02376	0,02025	0,02697	0,01019	0,71213	0,02902

РИС. 3.

Результаты имитационного моделирования для различных значений параметров барьеров безопасности

ний, в которых предусматривалась высокая частота пропусков очистных устройств. Низкая эффективность изменения параметров тепловой изоляции и температуры подогрева (направленных на предотвращение образования отложений) обусловлена интенсивным остыванием транспортируемого продукта в условиях пониженной температуры морской воды. Для подобных условий в качестве альтернативного варианта барьеров безопасности целесообразно рассмотреть путевой подогрев потока [11].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанная методология анализа динамики формирования парафиновых отложений в промысловых трубопроводах является эффективным инструментом, позволяющим осуществлять оперативный контроль за интенсивностью образования отложений парафинов в протяженных трубопроводах, эксплуатация которых осуществляется в том числе в нестационарных тепловых режимах. Методология может использоваться и на этапе проектирования для оценки эксплуатационной надежности морских трубопроводов с учетом их живучести при различной эффективности барьеров безопасности, обеспечивающих работоспособность трубопровода в условиях парафинообразования. Данный подход позволяет повысить качество и точность проектных решений путем дополнения классических детерминированных обоснований технических решений вероятностными методами оценки их эффективности в различных возможных режимах эксплуатации трубопровода.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ахмадеев А.Г., Шон Т.К., Винь Ф.Т. Технологии очистки морских подводных трубопроводов при отсутствии возможности применения очистных устройств // Нефтяное хозяйство. 2016. № 11. С. 124–127.
2. Дмитриев М.Е., Мастобаев Б.Н., Хасанова К.И. Анализ результатов экспериментальных исследований по влиянию различных факторов на процесс парафинизации магистральных нефтепроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2011. № 2. С. 10–14.
3. Дмитриев М.Е., Мастобаев Б.Н., Хасанова К.И. Экспериментальные исследования процесса парафинизации континентальных нефтепроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2011. № 1. С. 12–15.
4. Косяк Д.В., Маркин А.Н. Опыт борьбы с отложениями АСПО в подводных трубопроводах проекта «Сахалин-2» // Территория Нефтегаз. 2011. №6. С. 78–86.
5. Маркин А.Н., Суховерхов С.В. Исследование кинетики выделения парафинов из нефти // Вестник ДВО РАН. 2011. №5. С. 66–71.

Ю.А. ХАРЧЕНКО, А.Н. ЧЕХЛОВ
РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ФОРМИРОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ
ПАРАФИНОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ
НАДЕЖНОСТИ ПРОТЯЖЕННЫХ МОРСКИХ
ТРУБОПРОВОДОВ

6. Махутов Н.А., Резников Д.О., Петров В.П., Куксова В.И. Оценка живучести сложных технических систем // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. 2009. №3. С. 47–66.
7. Мирзаджанзаде А.Х., Гумерский Х.Х., Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Аббасов Э.М. Способ предотвращения отложения парафина в нефтяной скважине. Патент на изобретение RU 2194846 С2, 20.12.2002. Заявка № 2001102936/03 от 01.02.2001.
8. Мирзаджанзаде А.Х., Шахвердиев А.Х., Ибрагимов Р.Г., Зазирный Д.В., Чукчеев О.А. и др. Состав для очистки внутренней полости трубопроводов. Патент на изобретение RU 2075356 С1, 20.03.1997. Заявка № 96115909/12 от 22.08.1996.
9. Мирзаджанзаде А.Х., Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Чукчеев О.А., Галеев Ф.Х. и др. Способ транспортировки продукции нефтяной скважины по трубопроводам. Патент на изобретение RU 2083915 С1, 10.07.1997. Заявка № 96115902/06 от 22.08.1996.
10. Панахов Г.М., Шахвердиев А.Х., Аббасов Э.М. Способ очистки внутренней полости газопровода. Патент на изобретение RU 2174879 С1, 20.10.2001. Заявка № 2000125929/12 от 17.10.2000.
11. Сергеев К. Активный нагрев трубопроводов // Offshore [Russia]. 2018. № 2 (20). С. 64–67.
12. Харченко Ю.А., Чехлов А.Н. Морские трубопроводы на шельфе Арктики: идентификация опасностей и барьеры безопасности // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2022. № 1(121). С. 42–49.
13. Харченко Ю.А., Чехлов А.Н. Применение имитационного моделирования для оценки эксплуатационной надежности морских промысловых трубопроводов в Арктике // Вестник Российской академии естественных наук. 2024. № 1. С. 39–46.
14. Харченко Ю.А., Шахвердиев А.Х. Этапы освоения месторождений нефти и газа континентального шельфа: учебное пособие. М.: МГРИ. 2025. 115 с.
15. Шахвердиев А.Х. Способ очистки внутренней полости газопровода. Патент на изобретение RU 2176568 С1, 10.12.2001. Заявка № 2000125928/12 от 17.10.2000.
16. Шахвердиев А.Х., Мамедов Б.А., Минулин Х.К., Исангулов А.К., Бражник В.В. Устройство для очистки скважины. Патент на изобретение RU 2068079 С1, 20.10.1996. Заявка № 96103241/03 от 27.02.1996.
17. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Аббасов Э.М., Саламов Г.В. Устройство для предотвращения и ликвидации асфальтосмолопарафиновых и гидратных отложений в скважине. Патент на полезную модель RU 110406 U1, 20.11.2011. Заявка № 2011122387/03 от 02.06.2011.
18. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Литвишников Ю.Н., Сулейманов Б.А., Аббасов Э.М.

и др. Способ депарафинизации скважины. Патент на изобретение RU 2100576 C1, 27.12.1997. Заявка № 97108224/03 от 29.05.1997.

REFERENCE

1. AKHMADEEV A.G., SON T.C., VINH P.T. Subsea pipelines cleaning technologies in the absence of the possibility of using pigging devices. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2016;11:124–127. (In Russian).
2. DMITRIEV M.E., MASTOBAEV B.N., KHASANOVA K.I. Analysis of the results of experimental studies on the influence of various factors on the process of paraffinization of main oil pipelines. *Transport i khraneniye nefteproduktov i uglevodorodnogo syria*. 2011;2:10–14. (In Russian).
3. DMITRIEV M.E., MASTOBAEV B.N., KHASANOVA K.I. Experimental studies of the process of paraffinization of continental oil pipelines. *Transport i khraneniye nefteproduktov i uglevodorodnogo syria*. 2011;1:12–15. (In Russian).
4. KOSYAK D.V., MARKIN A.N. Control of wax deposition in subsea pipelines of Sakhalin-II project. *Territoriya Neftegaz*. 2011;6:78–86. (In Russian).
5. MARKIN A.N., SUKHOVERKHOV S.V. Research of the kinetics of wax crystallization from the crude. *Vestnik DVO RAN*. 2011;5:66–71. (In Russian).
6. MAKHUTOV N.A., REZNIKOV D.O., PETROV V.P., V.I. KUKSOVA Assessment of the survivability of complex technical systems. *Problemy bezopasnosti i chrezvychajnykh situatsiy*. 2009;3:47–66. (In Russian).
7. MIRZADZHANZADE A.KH., GUMERSKY H.KH., SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M. Method for preventing paraffin deposits in an oil well. Invention patent RU 2194846 C2, 20.12.2002. Application N 2001102936/03 dated 01.02.2001. (In Russian).
8. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., LITVISHKOV YU.N., SULEIMANOV B.A., ABBASOV E.M. ET AL. Well dewaxing method. Patent for invention RU 2100576 C1, 27.12.1997. Application N 97108224/03 dated 29.05.1997. (In Russian).
9. MIRZAJANZADE A.KH., SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., CHUKCHEEV O.A., GALEEV F.KH. ET AL. Method of transporting oil well products through pipelines. Patent for invention RU 2083915 C1, 10.07.1997. Application N 96115902/06 dated 22.08.1996. (In Russian).
10. SHAKHVERDIEV A.KH. Method for cleaning the internal cavity of a gas pipeline. Patent for invention RU 2176568 C1, 10.12.2001. Application N 2000125928/12 dated 17.10.2000. (In Russian).
11. SERGEEV K. Active pipeline heating. *Offshore [Russia]*. 2018;2(20):64–67. (In Russian).
12. KHARCHENKO YU.A., CHEKHLOV A.N. Offshore pipelines on the Arctic shelf: hazard identification and safety barriers. *Delovoy zhurnal Neftegaz.RU*. 2022;1(121):42–49. (In Russian).
13. KHARCHENKO YU.A., CHEKHLOV A.N. Simulation modeling application for operational reliability estimation of the subsea pipelines in the Arctic. *Vestnik RAYEN*. 2024;1:39–46. (In Russian).
14. KHARCHENKO YU.A., SHAKHVERDIEV A.KH. Stages of development of oil and gas fields of the continental shelf: a tutorial. M.: MGRI, Moscow. 2025:115. (In Russian).
15. MIRZADZHANZADE A.KH., SHAKHVERDIEV A.KH., IBRAGIMOV R.G., ZAZIRNY D.V., CHUKCHEEV O.A. ET AL. Composition for cleaning the internal cavity of pipelines. Patent for invention RU 2075356 C1, 20.03.1997. Application N 96115909/12 dated 22.08.1996. (In Russian).
16. CHUKCHEEV O.A., SHAKHVERDIEV A.KH., MAMEDOV B.A., MINULIN H.K., ISANGULOV A.K., BRAZHNİK V.V. Well cleaning device. Patent for invention RU 2068079 C1, 20.10.1996. Application No. 96103241/03 dated 27.02.1996. (In Russian).
17. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., SALAMOV G.V. Device for preventing and eliminating asphalt, resin, paraffin and hydrate deposits in a well. Utility model patent RU 110406 U1, 20.11.2011. Application N 2011122387/03 dated 02.06.2011. (In Russian).
18. PANAKHOV G.M., SHAKHVERDIEV A.KH., ABBASOV E.M. Method for cleaning the internal cavity of a gas pipeline. Patent for invention RU 2174879 C1, 20.10.2001. Application N 2000125929/12 dated 17.10.2000. (In Russian).

Харченко Юрий Алексеевич,
д.т.н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе

Чехлов Александр Николаевич,
соискатель ученой степени кандидата наук, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе

© 117997, г. Москва ул. Миклухо-Маклая, д. 23,
117997, Moscow, Miklukho-Maklaya st., 23