

УДК 553.98
AGRIS P31

<https://doi.org/10.33619/2414-2948/12719>

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

©Хандрыкина А. В., Уфимский университет науки и технологий,
г. Бирск, Россия, akhandrykina@mail.ru

©Козлова Г. Г., SPIN-код: 4729-1209, канд. хим. наук,
Уфимский университет науки и технологий, г. Бирск, Россия, gg.birsk@gmail.com

EFFICIENCY ANALYSIS OF METHODS FOR CONTROLLING ASPHALTENE-RESIN- PARAFFIN DEPOSITS (ARPD) IN WESTERN SIBERIAN OIL FIELD

©Khandrykina A., Ufa University of Science and Technology,
Birsk, Russia, akhandrykina@mail.ru

©Kozlova G., SPIN-code: 4729-1209, Ph.D., Ufa University of Science and Technology,
Birsk, Russia, gg.birsk@gmail.com

Аннотация. Статья посвящена решению актуальной проблемы нефтедобычи в Западной Сибири — образованию асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на скважинном оборудовании, что особенно остро проявляется на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки. Целью работы является анализ существующих методов борьбы с АСПО и обоснование выбора наиболее эффективного из них для применения на отдельных месторождениях региона. В ходе исследования решены следующие задачи: раскрыты факторы и механизмы образования АСПО, проведён анализ состава нефти и отложений по ряду западносибирских месторождений, рассмотрены основные технологии предотвращения и удаления отложений, а также экспериментально подтверждено влияние обводнённости на групповой состав АСПО. Предложена авторская классификация методов борьбы с отложениями, разделяющая их на профилактические (защитные покрытия, физические и химические методы) и методы удаления уже сформировавшихся АСПО. На основе анализа технологической и экономической эффективности обоснована перспективность применения химических ингибиторов. Особое внимание уделено результатам промышленных испытаний ингибитора СНПХ-7821 на Сузунском месторождении. Установлено, что при рабочей дозировке 200 г/т защитный эффект ингибирования достигает 68–70%, температура застывания нефти снижается на 4–6°C, а кинематическая вязкость незначительно уменьшается. Полученные данные подтверждают высокую эффективность и предсказуемость ингибиторной защиты при борьбе с АСПО в условиях Западной Сибири.

Abstract. The article addresses the pressing problem of oil production in Western Siberia — the formation of asphaltene-resin-paraffin deposits (ARPD) on well equipment, which is particularly acute at fields in the late stage of development. The aim of the work is to analyze existing methods of controlling ARPD and to justify the choice of the most effective method for application at selected fields in the region. The study solves the following tasks: the factors and mechanisms of ARPD formation are revealed, the composition of oil and deposits from a number of West Siberian fields is analyzed, the main technologies for preventing and removing deposits are considered, and the effect of water cut on the group composition of ARPD is experimentally confirmed. The authors propose a classification of control methods, dividing them into preventive (protective coatings, physical and

chemical methods) and methods for removing already formed deposits. Based on an analysis of technological and economic efficiency, the prospects of using chemical inhibitors are substantiated. Special attention is paid to the results of industrial tests of the SNPKh-7821 inhibitor at the Suzunskoye field. It was found that at a working dosage of 200 g/t, the protective inhibition effect reaches 68–70%, the pour point of oil decreases by 4–6°C, and the kinematic viscosity slightly decreases. The obtained data confirm the high efficiency and predictability of inhibitor protection against ARPD in the conditions of Western Siberia.

Ключевые слова: Западная Сибирь, добыча нефти, асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), асфальтены, парафины, ингибиторы образования АСПО.

Keywords: Western Siberia, oil production, asphaltene-resin-paraffin deposits (ARPD), asphaltenes, paraffins, ARPD formation inhibitors.

Эксплуатация нефтяных скважин в Западной Сибири, большая часть которых находится на поздней стадии разработки, осложняется выпадением асфальтосмолопарафиновых веществ. Отложения парафинов, смол и асфальтенов на стенках насосно-компрессорных труб и погружного оборудования приводят к сужению проходного сечения, поломкам установок электроцентробежного насоса и снижению межремонтного периода.

Поэтому целью работы явился анализ существующих методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями и подбор наиболее эффективного для применения на отдельных месторождениях Западной Сибири.

Анализ состава нефти западносибирских месторождений показывает вариативность содержания парафинов (от 4% до 14%), что требует индивидуального подхода к выбору методов борьбы с отложениями. В работе проанализированы основные группы используемых методов и предложена следующая классификация: профилактические (предупреждение) и методы удаления уже сформировавшихся отложений.

Методы предупреждения

1. *Защитные покрытия.* Использование остеклованных или эпоксидных покрытий насосно-компрессорных труб снижает адгезию парафина к стенкам. Технология Majorpack (диффузионное цинкование + полимер) показала увеличение межремонтного периода до 1400 суток на месторождениях «Лукойл-Западная Сибирь» [1].

2. *Физические методы: Тепловые:* Применение греющего кабеля на установке предварительного сброса воды для поддержания температуры потока выше температуры кристаллизации парафинов. На Ванкорском месторождении это позволило увеличить дебит нефти до 14 т/сут [2]. *Магнитные:* Использование магнитных активаторов разрушает структуру кристаллов парафина. Испытания в «Сургутнефти» и на Кониторовском месторождении показали увеличение межочистного периода с 21 до 79 суток.

3. *Химические методы (ингибирование).* Наиболее прогрессивный метод. Ингибиторы (смачиватели, модификаторы, депрессаторы, реагенты комплексного действия) предотвращают образование отложений. Применение реагента СНПХ-7821 на Ванкорском месторождении увеличило межремонтный период в 2-3 раза и снизило температуру застывания нефти на 4-6°C [3].

Экспериментальные исследования авторов на водонефтяных эмульсиях, богатых парафинами, смолами и асфальтенами, показали значительное влияние добавления воды на состав потенциальных отложений. Данные (Таблица 1) свидетельствуют о четкой тенденции:

с ростом содержания дистиллированной воды (ДВ) в эмульсии с 0 до 70% масс. доля асфальтеновых компонентов увеличивается с 1,4% до 6,7–8,7%, в то время как содержание смолистых веществ сокращается с 34,2% до ~22–23%. Парафиновые углеводороды (ПУ) также демонстрируют рост, особенно их легкая фракция (в скобках).

Таблица 1

ГРУППОВОЙ СОСТАВ АСПО В ЗАВИСИМОСТИ ОТ СОДЕРЖАНИЯ ВОДНОЙ ФАЗЫ

Образец	Содержание, мас. %			β
	Масла (ПУ)	Смолы	Асфальтены	
Нефть	64,4 (11,6)	34,2	1,4	0,3
10% ДВ	69,4 (12,9)	23,2	7,4	0,4
30% ДВ	69,2 (13,8)	22,2	8,6	0,4
50% ДВ	69,1 (27,0)	22,2	8,7	0,9
70% ДВ	70,4 (31,9)	22,9	6,7	1,1

Для классификации типа отложений используется коэффициент β , равный отношению содержания парафиновых углеводородов (ПУ) к асфальтенам и смолам (АСВ). Согласно критериям: $\beta > 1,1$ – отложения парафинового типа; $\beta < 0,9$ – асфальтенового типа; $0,9 < \beta < 1,1$ – смешанного типа. Анализ данных показывает, что чистая нефть и эмульсии с низкой обводненностью (10–30% ДВ) формируют отложения асфальтенового типа ($\beta=0,3-0,4$). При увеличении доли воды до 50–70% коэффициент β возрастает до 0,9–1,1, что указывает на переход к смешанному типу АСПО. Таким образом, обводненность является критическим фактором, смещающим баланс отложений в сторону увеличения доли асфальтенов и парафинов.

Выпадение асфальтенов может происходить не только из-за обводнения, но и под влиянием изменений термобарических условий и состава флюида. В прискважинной зоне триггерами служат технологические операции (бурение, гидравлический разрыв пласта, кислотная обработка). При подъеме нефти по стволу ключевую роль играет снижение давления и температуры. В пластах асфальтены выпадают в режиме естественного истощения при падении давления ниже давления насыщения. Максимум отложений наблюдается при давлении, равном давлению насыщения. Данный процесс характерен для легких и средних нефтей с невысоким исходным содержанием асфальтенов. Тяжелые нефти, обладая большей растворяющей способностью, менее склонны к асфальтеносодержащим отложениям.

Северные месторождения (Русское, Барсуковское, Пангодинское) содержат тяжелые, высоковязкие, смолистые нефти с низким содержанием серы, парафинов и асфальтенов, относящиеся к нефтяному типу.

Северо-западный регион Западно-Сибирского нефтегазового бассейна представлен системами со среднепарафинистой нефтью (плотность 0,8899 г/см³, вязкость 120,9 мм²/с, парафины 4,28%, смолы 10,47%, асфальтены 2,4%). Такая нефть классифицируется как легкая, маловязкая, но с заметным потенциалом к образованию смешанных АСПО.

Месторождения юго-востока Западной Сибири (Западно-Майское, Фестивальное) отличаются повышенным содержанием парафина (до 13,9%) при низком содержании смол и асфальтенов. Это создает предпосылки для формирования преимущественно парафиновых отложений. Высокое содержание парафинов негативно влияет на переработку, снижая выход светлых фракций. Для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями широко применяются химические ингибиторы, подаваемые в скважину периодически или непрерывно. Непрерывное дозирование, особенно непосредственно на прием насоса через капиллярную трубку, признано наиболее эффективным. На рынке представлен ряд реагентов

серии СНПХ (Таблица 2), различающихся дополнительными эффектами (депрессирование, деэмульсация, ингибирование гидратов и коррозии), с дозировками от 25 до 300 г/т нефти.

Таблица 2

РЕАГЕНТЫ ИНГИБИРОВАНИЯ ДЛЯ БОРЬБЫ С АСПО

Наименование реагента	Описание	Дозировка, г/т
СНПХ - 7821	Ингибитор образования АСПО	Не выше 200
СНПХ - 7912М	Ингибитор образования АСПО с эффектом деэмульгатора	25-100
СНПХ - 7920М	Ингибитор образования АСПО, снижающий коррозионную активность на 60-70%	100-200

Промышленные испытания ингибитора СНПХ – 7821 были проведены ранее на Ванкорском месторождении и показали хороший результат. Поэтому для испытаний на Сузунском месторождении был взят тот же ингибитор. Результаты промышленных испытаний ингибитора СНПХ – 7821 на двух скважинах Сузунского месторождения приведены в Таблице 3.

Таблица 3

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ ИНГИБИТОРА СНПХ-7821
 в скважинах №175, №178 Сузунского месторождения

Показатель	Нефть		Нефть + 1/2 рабочей дозировки		Нефть + рабочая дозировка		Нефть + 3/2 рабочей дозировки	
	№175	№178	№175	№178	№175	№178	№175	№178
Температура застывания, °С	-13	-12	-14	-14	-16	-16	-17	-18
Кинематическая вязкость, сСТ	7,8	7,8	7,8	7,7	7,6	7,5	7,5	7,4
Защитный эффект ингибирования, %	-	-	52	49	68	68	70	69

Как видно из Таблицы 3, на Сузунском месторождении (нефть с 6,5% парафина) применение реагента в рабочей дозировке (200 г/т) на скважинах №175 и №178 привело к: снижению температуры застывания нефти с -12÷-13°С до -16÷-18°С; незначительному снижению кинематической вязкости; обеспечению защитного эффекта ингибирования на уровне 68-70%.

СНПХ 7821 является специализированным ингибитором АСПО без дополнительных функций (деэмульсации или ингибирования коррозии). Именно эта направленность делает его наиболее предсказуемым и изученным в задачах, связанных исключительно с парафиноотложениями.

Заключение

В результате выполненного анализа методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) на месторождениях Западной Сибири были получены следующие основные выводы. Выявлена вариативность состава нефти западносибирских месторождений: содержание парафинов колеблется от 4% до 14%, смол и асфальтенов — в широких пределах. Это обуславливает необходимость индивидуального подхода к выбору методов борьбы с отложениями. На основе анализа предложена классификация методов, разделяющая их на профилактические (защитные покрытия, физические и химические методы) и методы

удаления уже сформировавшихся отложений. Экспериментальные данные, представленные в работе, показали, что обводненность является критическим фактором, влияющим на состав АСПО. С увеличением содержания водной фазы от 0 до 70 % наблюдается рост доли асфальтенов и парафинов, а тип отложений (согласно коэффициенту β) смещается от асфальтенового к смешанному. Это подтверждает необходимость применения методов, эффективных в условиях высокой обводненности. Промышленные испытания ингибитора СНПХ 7821 на Сузунском месторождении подтвердили его высокую эффективность. При рабочей дозировке 200 г/т защитный эффект ингибирования составил 68–70%, температура застывания нефти снизилась на 4–6°C.

Список литературы:

1. Чифилёв С. М. Применение покрытий внутренней поверхности НКТ для защиты от отложений АСПО // Студенческий научный форум: Материалы XI Международной студенческой научной конференции. 2025. <http://scienceforum.ru/2019/article/2018016991>
2. Гасанов Ф. А. Способы борьбы с АСПО на Советском нефтяном месторождении // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума. Томск, 2019.
3. Насыбуллина А. Ш. Опыт применения удалителя парафиноотложений СНПХ-7р-14А и ингибитора парафиноотложений СНПХ-7821 на добывающих скважинах Ванкорского месторождения // Территория нефтегаз. 2017. №1-2. С. 58-64.

References:

1. Chifilyov, S. M. (2025). Primenenie pokry`tij vnutrennej poverxnosti NKT dlya zashhity` ot otlozhenij ASPO. In *Studencheskij nauchny`j forum: Materialy` XI Mezhdunarodnoj studencheskoj nauchnoj konferencii*. (in Russian). <http://scienceforum.ru/2019/article/2018016991>
2. Gasanov, F. A. (2019). Sposoby` bor`by` s ASPO na Sovetskom neftyanom mestorozhdenii. In *Problemy` geologii i osvoeniya neдр: trudy` XXIII Mezhdunarodnogo simpoziuma*, Tomsk. (in Russian).
3. Nasy`bullina, A. Sh. (2017). Opy`t primeneniya udalatelya parafinootlozhenij SNPX-7r-14A i ingibitora parafinootlozhenij SNPX-7821 na doby`vayushhix skvazhinax Vankorskogo mestorozhdeniya. *Territoriya neftegaz*, (1-2), 58-64. (in Russian).

Поступила в редакцию
16.04.2026 г.

Принята к публикации
24.04.2026 г.

Ссылка для цитирования:

Хандрыкина А. В., Козлова Г. Г. Анализ эффективности методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири // Бюллетень науки и практики. 2026. Т. 12. №6. С. 160-164. <https://doi.org/10.33619/2414-2948/127/19>

Cite as (APA):

Khandrykina, A., & Kozlova, G. (2026). Efficiency Analysis of Methods for Controlling Asphaltene-Resin-Paraffin Deposits (ARPD) in Western Siberian Oil Field. *Bulletin of Science and Practice*, 12(6), 160-164. (in Russian). <https://doi.org/10.33619/2414-2948/127/19>