

УДК 622.276.6:66.081.6
МРНТИ 52.47.27
DOI 10.56525/JZJB5081

КОМПЛЕКСНАЯ МЕТОДОЛОГИЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ХИМИЧЕСКИХ ИНГИБИТОРОВ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Садуакасов Данабек^{1*}, Жумагулов Диас¹, Дерьяев Аннагулы²

¹Университет Есенова, Актау, Казахстан

²Научно-исследовательский институт природного газа Государственного концерна
«Туркменгаз», Ашхабад, Туркменистан
e-mail: danabek.saduakassov@yu.edu.kz, dias310801@gmail.com;
annagulyderyayew@gmail.com

Аннотация. В статье рассмотрены актуальные проблемы эксплуатации нефтяных скважин, связанные с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений, солеотложений, коррозии и других осложняющих факторов, характерных для зрелых нефтяных месторождений Казахстана. Показано, что химическое ингибирование является одним из наиболее универсальных и технологически эффективных методов защиты нефтепромыслового оборудования на всех этапах движения скважинной продукции — от призабойной зоны пласта до поверхностных объектов подготовки нефти.

Основное внимание уделено разработке и применению комплексной методологии оценки эффективности ингибиторов парафиновых отложений. Методология основана на сочетании дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК), кросс-поляризационной микроскопии (КПМ) и анализа температуры застывания нефти, что позволяет всесторонне исследовать как термодинамические, так и морфологические аспекты осаждения парафинов. Экспериментальные исследования проведены на образцах сырых нефтей различного происхождения с использованием коммерческих ингибиторов в широком диапазоне концентраций.

Результаты показали, что изменение температуры появления парафинов (WAT) не всегда является достаточным критерием для оценки эффективности ингибиторов. Установлено, что некоторые реагенты оказывают незначительное влияние на WAT, однако существенно изменяют морфологию и размеры парафиновых кристаллов, что напрямую влияет на реологические свойства нефти и склонность к образованию отложений. Наиболее эффективный ингибитор продемонстрировал способность снижать температуру застывания нефти и трансформировать игольчатую структуру парафиновых кристаллов в агломерированные частицы, диспергированные в нефтяной матрице.

Показано, что комбинированный анализ данных ДСК и КПМ позволяет более точно оценивать эффективность химических ингибиторов и обоснованно выбирать оптимальные реагенты для эксплуатации осложненного фонда скважин. Полученные результаты подтверждают целесообразность применения комплексного экспериментального подхода при разработке и внедрении ингибиторных программ, направленных на повышение надежности оборудования, снижение эксплуатационных затрат и обеспечение устойчивой добычи углеводородов в условиях зрелых нефтяных месторождений.

Ключевые слова: химическое ингибирование; парафиновые отложения; асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО); дифференциальная сканирующая калориметрия; кросс-поляризационная микроскопия.

Введение

Эксплуатация нефтяных и газовых скважин часто сопровождается рядом осложнений, которые могут значительно снижать эффективность добычи и увеличивать эксплуатационные

расходы. К таким осложнениям относятся коррозия оборудования, образование солеотложений, асфальтосмолопарафиновых отложений, а также гидратообразование [1-4]. На сегодняшний день большинство нефтяных месторождений находятся на поздней стадии разработки, что актуализирует проблемы, связанные с формированием органических отложений [4].

В Казахстане крупные месторождения, такие как Узень, Жетыбай, Каражанбас, Каламкас, Тенгиз, Кашаган, сталкиваются с необходимостью применения ингибиторов для эксплуатации осложненного фонда скважин [5]. Эти месторождения характеризуются сложными условиями, требующими постоянного совершенствования методов защиты оборудования.

Для борьбы с этими негативными явлениями и обеспечения стабильной работы оборудования активно применяются различные типы ингибиторов. Для предотвращения солеотложений эффективными и экономичными являются фосфорорганические соединения, такие как SP-203, СНПХ-5301 и корексит-7647, успешно применяемые на месторождении Каракудук [6]. В случае образования АСПО широко используются поверхностно-активные вещества, в частности, неионогенные ПАВ, такие как полимеры сложных эфиров [4,7]. При высоких пластовых температурах для контроля призабойных зон и предотвращения вторичных осадков, а также ингибирования солеотложений, применяются композитные системы на основе хелатных соединений и фтороводорода аммония [8].

Многочисленные исследователи активно вносят вклад в развитие ингибиторной защиты. Например, С.Н. Михайлова, А.В. Мамлиева и коллеги отмечают значительные успехи научной школы академика Д.Л. Рахманкулова в области прикладной и нефтепромысловой химии, где разработанные реагенты класса циклических ацеталей демонстрируют эффективность, заметно превышающую показатели известных промышленных аналогов [9]. Такие достижения подчеркивают важность фундаментальных исследований. В свою очередь, авторы Серебряков и Мотузов предоставили ценный обзор причин коррозии и эффективных антикоррозионных методов на примере многолетнего функционирования Каракудукского месторождения, что подтверждает практическую значимость прикладных исследований [6].

Однако, несмотря на достигнутые успехи, перед научным сообществом все еще стоят серьезные вызовы. В ряде исследований отмечаются основные проблемы применения ингибиторов гидратообразования, включая большой расход термодинамических ингибиторов, трудность их биологического разложения и восстановления, а также сложность расчета эффективных концентраций и определения пределов применимости химических реагентов в экстремальных условиях [3]. Также такие авторы, как Шурыберко, Гомеля и Глущенко, указывают на сложности распространения ингибиторов по всей длине скважины в условиях высоких температур (>150 °С) и давлений (>1020.68 атм.), что снижает их эффективность [2]. Отдельно подчеркивается, что казахстанские ингибиторы могут уступать международным аналогам по технологическим и экономическим параметрам, что ставит перед страной задачу создания собственных эффективных реагентов и расширения их промышленного производства [10]. Эти наблюдения указывают на необходимость дальнейших интенсивных исследований и разработок для преодоления существующих ограничений.

К ингибиторам, применяемым при добыче нефти, предъявляются высокие требования. Они должны сохранять высокие защитные свойства при изменении обводненности продукции, не способствовать устойчивости эмульсий и вспениванию, не нарушать равновесие водной фазы, не отравлять катализаторы и не ухудшать качество нефтепродуктов и приемистость скважин [11]. Кроме того, современные ингибиторы должны быть нетоксичными, биоразлагаемыми, обладать низкой биоаккумуляцией и минимальной морской токсичностью, что соответствует экологическим стандартам [12].

Таким образом, совершенствование технологий ингибиторной защиты, отвечающих как технологическим, так и строгим экологическим требованиям, является одним из приоритетных направлений в нефтегазовой отрасли Казахстана для обеспечения устойчивой добычи углеводородов.

В рисунке 1 представлены факторы, влияющие на добычу нефти и их влияние на операционные показатели работы фонда.

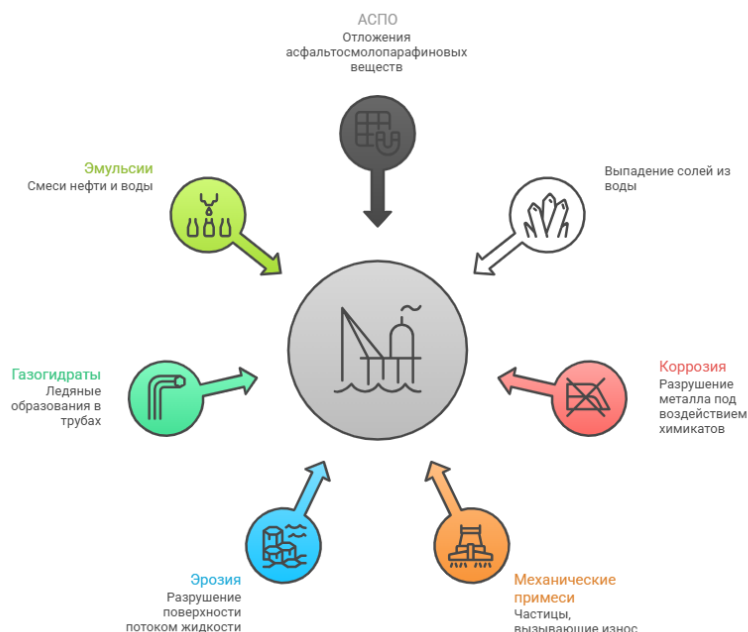


Рисунок 1 -Факторы, влияющие на добычу нефти

В этой связи внедрение научно обоснованных стратегий предотвращения осложнений, центральное место среди которых занимает химическое ингибирование, представляется фундаментальным путем сохранения рентабельности зрелых активов.

1. Химическое ингибирование: физико-химическая природа и технологическая реализация

Данная работа посвящена детальному рассмотрению процесса химического ингибирования, который признан наиболее перспективным и универсальным методом защиты нефтепромыслового оборудования. Этот подход обеспечивает решение технологических задач на всем пути движения скважинной продукции – от порового пространства пласта до узлов подготовки сырья на поверхности. Метод основан на постоянном или периодическом введении в поток добываемого флюида специальных химических реагентов, которые замедляют или полностью блокируют физико-химические процессы формирования твердой фазы органических и неорганических веществ. Эффективность химического ингибирования подтверждается его способностью предотвращать дорогостоящие проблемы, такие как снижение производительности, ограничения потока, простои оборудования и его износ, которые могут привести к значительным экономическим потерям [13,14].

В области предотвращения асфальтосмолопарафиновых отложений воздействие ингибиторов на процесс кристаллизации парафина заключается в нескольких механизмах. Одним из них является формирование тонкой химической оболочки из молекул реагента вокруг зарождающихся микрокристаллов за счет сил ориентации и адсорбции. Эти молекулы ингибиторов могут сокристаллизоваться с парафиновыми кристаллами через ван-дер-ваальсовы взаимодействия, создавая стерическое препятствие, которое предотвращает правильное выравнивание входящих молекул парафина и, следовательно, их дальнейший рост [15]. Химическое ингибирование активно использует реагенты, обладающие свойствами смачивателей, которые формируют на металлических поверхностях глубинно-насосного оборудования защитную гидрофильную пленку. Эта пленка предотвращает адгезию парафиновых кристаллов к трубам и способствует их удалению потоком флюида [7]. Параллельно с этим применяются реагенты модифицирующего и депрессорного действия, которые изменяют структуру кристаллической решетки парафина, препятствуя образованию

плотного монолитного осадка и удерживая частицы во взвешенном состоянии внутри объема движущейся жидкости [7,16]. Такие модификаторы кристаллов изменяют размер и/или форму парафиновых твердых веществ, что влияет на их текучесть и свойства при низких температурах. Эффективные ингибиторы также обладают способностью проникать в уже сформировавшиеся слои отложений, разрушая их внутренние связи и способствуя их постепенному выносу восходящим потоком продукции, что реализуется за счет растворения или диспергирования парафиновых молекул.

Химическая защита от солеотложений реализуется путем прецизионного дозирования ингибиторов, которые поддерживают ионы кальция, магния и бария в растворенном состоянии даже при существенном изменении термобарических условий и интенсивной дегазации нефти в стволе скважины. Это достигается за счет механизмов секвестрации (хелатирования катионов), порогового ингибирования (предотвращения нуклеации или роста кристаллов) и диспергирования [17]. Реагенты эффективно предотвращают выпадение карбонатов и сульфатов в клапанных узлах и рабочих органах насосов, что исключает риск заклинивания оборудования и блокировки проходного сечения лифта НКТ [17]. Фосфаты и полифосфаты, например, обладают сильной хелатирующей способностью по отношению к ионам Ca^{2+} , Ba^{2+} и Sr^{2+} , ингибируя образование накипи путем подавления нуклеации и роста кристаллов [18]. Отложения могут формироваться в любой точке производственного процесса, начиная с призабойной зоны и заканчивая сепараторами [19], поэтому ингибиторы солеотложений играют критическую роль в обеспечении бесперебойной работы.

В случаях, когда эксплуатация осложняется высокой коррозионной активностью среды, химические ингибиторы формируют на поверхности металла прочный адсорбционный слой, который нейтрализует разрушающее воздействие растворенного сероводорода (H_2S), углекислого газа и высокоминерализованных пластовых вод [20, 21]. Этот защитный слой образуется за счет адсорбции молекул ингибитора на металлической поверхности, где гетероатомы, такие как азот, кислород, сера и фосфор, в составе ингибитора связываются с поверхностью металла [20]. Процесс ингибирования часто включает применение специализированных бактерицидов, которые подавляют жизнедеятельность сульфатвосстанавливающих бактерий и предотвращают развитие питтинговой коррозии и накопление продуктов метаболизма микроорганизмов [22]. SRB, являющиеся основной причиной микробной коррозии [23], могут ускорять коррозию как напрямую, так и косвенно, продуцируя биогенный H_2S [24]. Ингибиторы, образуя защитную пленку, снижают активность SRB и таким образом уменьшают коррозию [25].

Технологическая реализация процессов химического ингибирования предусматривает использование различных систем доставки реагентов в зону забоя, выбор которых напрямую зависит от конструкции скважины и динамического уровня жидкости. Наибольшую эффективность демонстрирует дозирование через капиллярные трубопроводы и высоконапорные линии, которые обеспечивают подачу реагента непосредственно на прием погружного насоса, исключая его разбавление и нецелевой расход. Новые технологии, например, химические инжекционные клапаны, устанавливаемые на колтюбинге, позволяют осуществлять обработку скважинных труб ингибитором без остановки добычи, обеспечивая равномерное распределение реагента по всей длине труб [26]. Также широко применяются методы периодической закачки растворов в затрубное пространство (batch treatment) [27] и технология «Squeeze», при которой ингибитор под высоким давлением задавливается в призабойную зону пласта для создания долгосрочного депо реагента в пористой среде [14]. Срок действия «Squeeze»-обработки может варьироваться и зависит от свойств удерживания/высвобождения коллектора, объема продавки и концентрации ингибитора [17]. В ряде случаев внедряются внутрискважинные контейнеры с твердыми или капсулированными формами ингибиторов, которые обеспечивают постепенное высвобождение активного вещества в поток продукции в течение длительного времени [28-30]. Химическое ингибирование часто сопровождается использованием эмульсий комплексного воздействия, которые одновременно решают задачи предотвращения АСПО,

солеотложений и коррозии [31], что особенно актуально для скважин с множественными факторами осложнения. Микроэмульсионные растворы, например, способны эффективно растворять и диспергировать смешанные отложения, содержащие как органические, так и неорганические компоненты [31].

Для классификации тяжести условий и выбора соответствующих программ защиты применялась система категорий, представленная в таблице 1.

Таблица 1- Категории осложненности фонда и защитные мероприятия

АСПО (Асфальтосмолопарафиновые отложения)	Выпадение в твердую фазу и осаждение асфальтосмолистых и парафиновых веществ при снижении температуры флюида ниже точки насыщения; адгезия к поверхностям, сужение проходного сечения НКТ и блокировка рабочих органов насосов.	Греющий кабель (наружный/внутренний), НКТ с защитным покрытием (эпоксидные, эмалевые, футерованные) или стеклопластиковые трубы, скребки (винтовые, фрез-скребки), автоматические лебедки (АМДС).	Ингибиторы АСПО (ИПГ-12, СНПХ-7941), органические углеводородные растворители (СГБ, толуол), поверхностно-активные вещества (ПАВ, Нефтенол МЛ).	Снижение КПД насосов, рост энергопотребления и удельных затрат на подъем (доля затрат на осложнения 25–50%). Увеличение МРП в 2–4 раза при использовании покрытий и ингибиторов.	[1-6]
Соли (Солеотложения)	Выпадение неорганических солей (галит, карбонаты) в осадок при перенасыщении раствора из-за изменения термобарических условий, нарушения карбонатного равновесия или смешивания несовместимых вод.	УЭЦН со специальными рабочими органами, магнитные индукторы, электромагнитные излучатели, внутрискважинные контейнеры, промывки пресной водой, стеклопластиковые НКТ.	Ингибиторы солеотложения (ФЛЭК ИСО-5, Колтек В9402, Акварезалт 1010-НГ, технологии SQUEEZE), кислотные составы (соляная кислота), бактерициды (для сульфида железа).	Предотвращение заклинивания насосов и поломки вала; исключение потерь дебита. Снижение затрат на спецтехнику до 260 тыс. у.е. при внедрении ингибиторов и рост МРП.	[1, 3-6]
Коррозия	Химическое или электрохимическое разрушение металла под влиянием агрессивных компонентов (H ₂ S, CO ₂ , O ₂) и жизнедеятельности сульфатредуцирующих бактерий (СВБ).	НКТ с полимерным покрытием, хромированием или футеровкой; использование стеклопластиковых труб, коррозионностойких сталей (Cr13) и чугуна с шаровидным графитом; протекторы (жертвенные аноды).	Ингибиторы коррозии (СНПХ-6302Б, Инкоргаз-111, КорМастер 1085, технология SQUEEZE), бактерициды для подавления СВБ.	Снижение аварийности, предотвращение негерметичности НКТ и обрывов подвесок. Продление ресурса оборудования, сокращение частоты ремонтов и затрат на замену.	[1-7]
Мехпримеси (Механические примеси)	Абразивный износ пар трения и механическое засорение (заиливание) проходных сечений и фильтров взвешенными частицами (песок, проппант).	Скважинные фильтры (проволочные, щелевые, дисковые, гравитационные), сепараторы (десандеры), износостойкие насосы с твердыми сплавами, песочные	Реагенты на основе смол и комплексоны для крепления призабойной зоны пласта и предотвращения выноса проппанта после ГРП.	Снижение эрозионного износа и частоты внеплановых ТКРС. Экономический эффект до 25 000 у.е. за счет отмены очисток ствола; рост МРП и	[1, 3, 5, 6, 8]

		якоря, шламоуловители.		наработки на отказ.	
Вязкость (Высокая вязкость и эмульсии)	Рост сил внутреннего трения и гидравлических сопротивлений; затруднение движения жидкости и деградация характеристик насосов (особенно УЭЦН) при перемешивании продукции.	Греющий кабель, насосы большего типоразмера или специальные конструкции (погружные центробежные насосы, винтовые насосы РСР, объемно-роторные), двухлифтовые колонны для закачки горячих агентов.	Ингибиторы- модификаторы вязкости, деэмульгаторы для разрушения вязких эмульсий, органические растворители (СГБ для подачи по внутрискважинн ым насосно- компрессорным трубам).	Стабилизация добычи и снижение энергопотреблен ия. Снижение вязкости (например, при ультразвуке в 1.8 раза) повышает эффективность; уменьшение нагрузки на двигатели и рост срока службы глубинного насосного оборудования.	[1- 3, 5, 6, 8- 11]

Таким образом, совершенствование технологий ингибиторной защиты, отвечающих как технологическим, так и строгим экологическим требованиям, является одним из приоритетных направлений в нефтегазовой отрасли Казахстана для обеспечения устойчивой добычи углеводородов [5].

2. Методология исследования ингибиторов парафинов

В рамках данного исследования была разработана и применена методология для всесторонней оценки эффективности ингибиторов осаждения парафинов в сырой нефти и для определения наиболее подходящих химических добавок. Методология базируется на комплексе экспериментальных методов, позволяющих детально анализировать поведение сырой нефти в условиях низких температур как с ингибиторами, так и без них.

2.1 Используемые материалы

В ходе экспериментов были использованы три пробы сырой нефти и четыре коммерческих ингибитора парафинового осаждения. Основные физико-химические характеристики применяемых образцов сырой нефти приведены в таблице 2. Ингибиторы, обозначенные как X2, X3, X4 и X5, поставлены с месторождения Узень; их точный состав и химическая природа не разглашаются в силу коммерческой конфиденциальности.

Таблица 2: Характеристики используемых сырых нефтей

Свойства	Сырая нефть #1	Сырая нефть #2	Сырая нефть #3
Происхождение	Узень	Узень	Узень
Тип	Средняя	Средняя	Средняя
Основа	Нафтенная	Парафиновая	Парафиновая
API	31	27	31

В приведенной таблице отражены основные физико-химические характеристики анализируемых проб сырой нефти. Варьирование их происхождения и базовой природы обеспечивает возможность изучения процессов осаждения парафинов на репрезентативной выборке нефтей различного типа, что повышает обобщаемость и применимость полученных результатов.

2.2 Экспериментальные методы.

Дифференциальная сканирующая калориметрия

Дифференциальная сканирующая калориметрия использовалась для определения температуры начала выделения парафинов и оценки термического поведения сырой нефти при пониженных температурах в присутствии ингибиторов. Процедура эксперимента включала предварительный нагрев образцов до 50°C в течение одного часа для полного растворения

воскообразных компонентов, за которым следовало охлаждение до 0°C со скоростью 3°C/мин. Температуру появления парафинов устанавливали визуально при 20-кратном увеличении. Для более детального ДСК-анализа образцы подвергались температурному циклу: нагреву от 25 до 80°C, охлаждению от 80 до -120°C с последующим повторным нагревом от -120 до 80°C; все этапы проводились со скоростью 3°C/мин. (Рисунок 2). Полученные данные по температуре появления воска представлены в таблице 2.

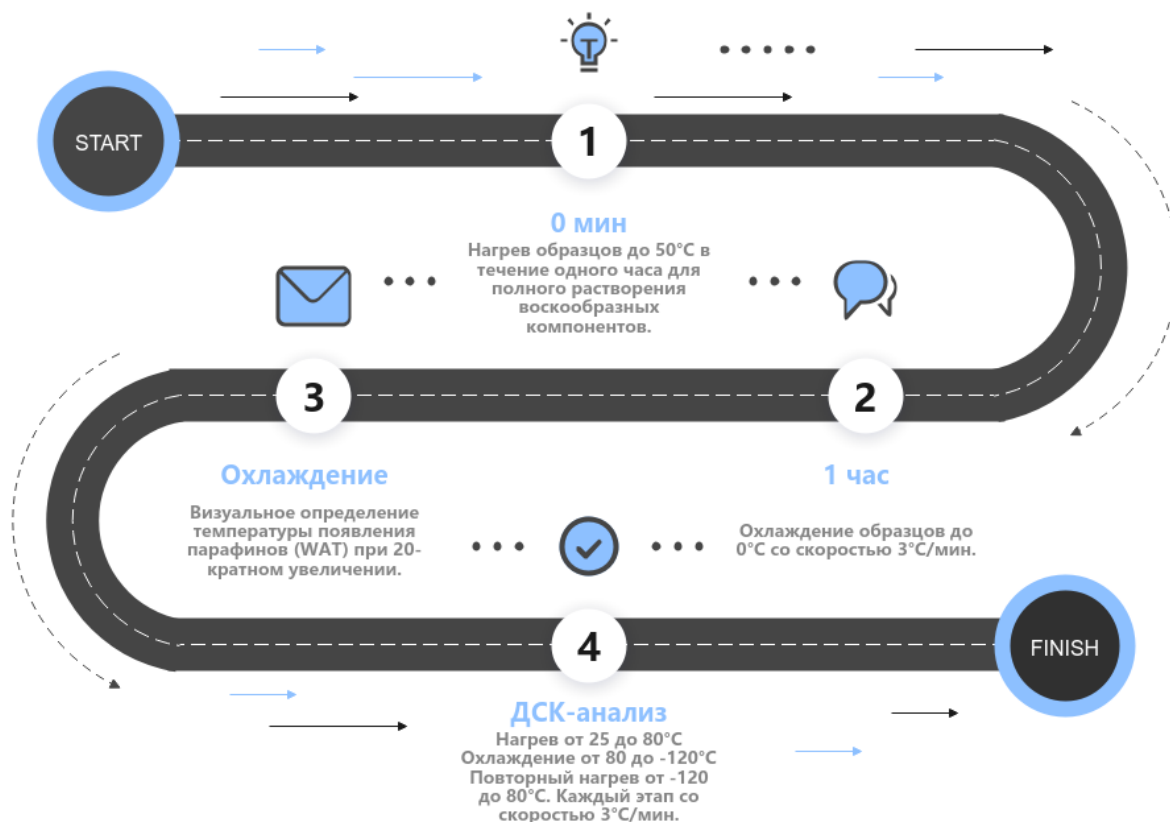


Рисунок 2- Дифференциальная сканирующая калориметрия

Таблица 3- Значения WAT, полученные с помощью ДСК для сырых нефтей и их смесей с ингибиторами

Ингибитор	Концентрация (ppm)	Сырая нефть #1 WAT (°C)	Сырая нефть #2 WAT (°C)	Сырая нефть #3 WAT (°C)
Без ингибитора	-	20.7	36.4	43.0
X2	300	21.3	37.0	42.1
X2	1000	21.6	36.5	41.1
X2	6000	19.4	36.4	41.1
X3	300	20.8	37.4	42.1
X3	1000	20.1	38.9	42.1
X3	6000	20.0	37.4	42.1
X4	300	20.7	36.7	41.1
X4	1000	20.0	36.4	41.1
X4	6000	19.8	36.3	41.1
X5	300	21.4	35.9	42.1
X5	1000	19.4	34.9	39.2
X5	6000	18.2	34.4	-

Таблица 3 иллюстрирует влияние различных ингибиторов парафинового осаждения и их концентраций на температуру появления воска в анализируемых пробах сырой нефти. Особо выделяется ингибитор X5, который при повышенных концентрациях обеспечивает наиболее

существенное снижение WAT, преимущественно для нефтей #2 и #3. Это свидетельствует о его высокой эффективности в образования парафиновых отложений на относительно высоких температурах. В свою очередь, ингибиторы X2, X3 и X4 в целом оказывают минимальное или нестабильное воздействие на WAT. Отсутствие данных по нефти #3 в присутствии X5 при концентрации 6000 ppm, вероятно, обусловлено выходом процесса осаждения парафинов за пределы измерительного диапазона или проявлением нелинейного эффекта ингибитора.

2.3. Кросс-поляризационная микроскопия

Метод кросс-поляризационной микроскопии применялся для количественной оценки влияния ингибиторов на кинетику осаждения парафинов, включая анализ распределения частиц по размеру и форме. Процедура была оптимизирована для прецизионной фиксации парафиновых отложений: изображения регистрировались при 0°C с использованием цифровой камеры. Обработка изображений осуществлялась в программном обеспечении Nis-Elements™, позволяющем определять распределение частиц по размерным и морфологическим характеристикам. Для регистрации значимых изменений в морфологии кристаллов необходима была концентрация ингибитора не менее 1000 ppm. Данное исследование акцентирует внимание на необходимости интеграции данных ДСК и КПМ для обеспечения надежности выводов, особенно когда ингибиторы слабо влияют на WAT, но существенно модифицируют морфологию осадков.

2.4 Анализ температуры застывания

Температура застывания определялась в соответствии со стандартным методом испытаний ASTM D97. Данный параметр служил эталонным значением для сопоставления результатов, полученных с использованием методов ДСК и КПМ. Результаты анализа температуры застывания сведены в таблицу 3.

3. Результаты и обсуждение

3.1 Кросс-поляризационная микроскопия

Кросс-поляризационная микроскопия позволила провести количественную оценку влияния ингибиторов на кинетику осаждения парафинов. Анализ осуществлялся при 0°C, поскольку при этой температуре регистрировалось максимальное количество парафинового осадка, обеспечивая высокую воспроизводимость данных. Установлено, что обнаружение значимых изменений требует концентрации ингибитора не менее 1000 ppm. Микроснимки свидетельствуют о преимущественном воздействии ингибитора X5 по сравнению с остальными. В присутствии X5 морфология парафиновых кристаллов изменяется с игольчатой формы, характерной для исходной сырой нефти, на агломерированные частицы, диспергированные в нефтяной матрице. Этот эффект согласуется с данными ДСК, демонстрирующими снижение WAT под действием X5.

Анализ распределения частиц по размеру показал отличное от других ингибиторов влияние X5 на гранулометрию осадка. Если X2, X3 и X4 способствуют формированию частиц с эквивалентным диаметром в диапазоне 1–3 мкм, то X5 сдвигает распределение к более крупным размерам, что, вероятно, обусловлено агрегацией парафиновых частиц. Тем не менее, в отношении морфологии частиц ингибиторы не оказали существенного воздействия, что не позволило сформулировать окончательные выводы относительно влияния на данный параметр.

3.2 Анализ температуры застывания

Температура застывания определялась в качестве дополнительного критерия для характеристики поведения сырой нефти при пониженных температурах и служила референсным значением для сопоставления результатов, полученных методами ДСК и КПМ. Хотя полная таблица 3 с соответствующими данными отсутствует в доступных фрагментах, результаты свидетельствуют о том, что добавление ингибитора X5 существенно снижает температуру застывания смеси, в то время как ингибитор X3 не оказывает заметного эффекта. Эти наблюдения подтверждают выводы из ДСК и КПМ о превосходной эффективности ингибитора X5 в условиях низких температур.

3.3 Общее обсуждение

Результаты исследования демонстрируют, что ДСК-анализ в изоляции недостаточен для всесторонней оценки эффективности ингибиторов парафинового осаждения, особенно при их слабом влиянии на значения WAT. В частности, для ингибиторов X2, X3 и X4, оказывающих минимальное воздействие на WAT, кросс-поляризационная микроскопия приобретает определяющее значение, поскольку позволяет выявить модификации в морфологии и гранулометрии парафиновых кристаллов.

Комплексный анализ данных ДСК и КПМ обеспечивает более полную оценку эффективности ингибиторов и обоснование методологии для оптимального подбора присадок с учетом как сдвигов WAT, так и трансформаций морфологии осажденных парафинов. Это имеет принципиальное значение, поскольку ингибиторы могут не только депрессировать температуру начала кристаллизации, но и изменять форму и размер кристаллов, что напрямую влияет на реологические свойства нефти.

Заключение

Данное исследование было ориентировано на разработку и апробацию комплексной методологии оценки эффективности химических ингибиторов парафинового осаждения в сырой нефти. Ключевым выводом послужило установление недостаточности моно методического подхода, такого как дифференциальная сканирующая калориметрия, для всесторонней характеристики ингибиторов, особенно с минимальным влиянием на температуру появления воска. Результаты ДСК выявили, что исключительно ингибитор X5 при заданных концентрациях обеспечивал выраженное снижение WAT, в то время как эффект от X2, X3 и X4 оставался нестабильным. Это обосновывает потребность в дополнительных методах для комплексного анализа.

Кросс-поляризационная микроскопия выступила pivotalным инструментом, позволяющим количественно охарактеризовать эволюцию парафиновых кристаллов, их гранулометрию и морфологию в зависимости от типа и концентрации ингибитора. Установлено, что X5 существенно трансформирует морфологию кристаллов, переводя игольчатые структуры исходной нефти в агломерированные дисперсные частицы в нефтяной матрице; этот сдвиг коррелирует с депрессией WAT. В отличие от X2–X4, формирующих мелкие частицы (1–3 мкм), X5 сдвигает распределение размеров к крупным агломератам.

Анализ температуры застывания подтвердил superiority X5, проявляющуюся в значительном снижении этого параметра смеси, в контрасте с X3, не оказывающим заметного эффекта. Полученные данные гармонично согласуются с результатами ДСК и КПМ, подчеркивая высокую эффективность X5 при пониженных температурах.

В связи с этим, надежная оценка поведения парафиновых ингибиторов и оптимизация выбора присадок требует интеграции данных ДСК с морфологическим анализом твердой фазы. Интегрированная методология позволяет комплексно учитывать как сдвиги температуры кристаллизации, так и модификации роста и формы парафиновых кристаллов — ключевых факторов минимизации отложений в нефтедобыче.

ЛИТЕРАТУРА

1. Elarbe, B., Elganidi, I., Ridzuan, N., Abdullah, N., & Yusoh, K. (2021). Paraffin wax deposition and its remediation methods on crude oil pipelines: A systematic review [Review of Paraffin wax deposition and its remediation methods on crude oil pipelines: A systematic review]. *Maejo International Journal of Energy and Environmental Communication*, 3(3), 6. Maejo University. <https://doi.org/10.54279/mijeec.v3X4.246281>
2. El-Shamy, A. M. (2020). A Review on: Biocidal Activity of Some Chemical Structures and Their Role in Mitigation of Microbial Corrosion [Review of A Review on: Biocidal Activity of Some Chemical Structures and Their Role in Mitigation of Microbial Corrosion]. *Egyptian Journal of Chemistry*, 0. <https://doi.org/10.21608/ejchem.2020.32160.2683>

3. Ghosh, B., Sun, L., & Thomas, N. C. (2019). Compatibility evaluation of modified seawater for EOR in carbonate reservoirs through the introduction of polyphosphate compound. *Petroleum Science*, 17(2), 393. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-00380-6>
4. Going, W. S. (1989, March 1). Inhibitor Treatment by Coil Tubing Unit Can Now Be Performed While Maintaining Production. *Proceedings of SPE Production Operations Symposium*. <https://doi.org/10.2523/18891-ms>
5. Gravimetric and electrochemical testing of multipurpose corrosion inhibitors with biocidal action. (2019). *International Journal of Corrosion and Scale Inhibition*, 8(3). <https://doi.org/10.17675/2305-6894-2019-8-3-4>
6. Gupta, D. V. S., Szymczak, S., & Brown, M. J. (2009, January 19). Solid Production Chemicals Added with the Frac for Scale, Paraffin and Asphaltene Inhibition. *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*. <https://doi.org/10.2118/119393-ms>
7. Gupta, S. (2022). Organic and eco-friendly corrosion inhibitors for sweet and sour conditions (Investigation of corrosion inhibition mechanisms using experimental and molecular modelling). *Research Portal Denmark*, 191.
8. Huerta-Servin, R., Ahuatz-Chacón, D., Salmerón-Alcocer, A. M., García-Medina, S., Mena-Cervantes, V. Y., & Hernández-Altamirano, R. (2024). Effect of solubility and partition coefficient on the toxicity of corrosion inhibitors used in the oil industry. *Chemical Papers*, 78(5), 3063. <https://doi.org/10.1007/s11696-023-03293-2>
9. Kan, A. T., Dai, Z., & Tomson, M. B. (2020). The state of the art in scale inhibitor squeeze treatment. *Petroleum Science*, 17(6), 1579. <https://doi.org/10.1007/s12182-020-00497-z>
10. Keasler, V., Bennett, B. M., & McGinley, H. R. (2010). Analysis of Bacterial Kill Versus Corrosion From Use of Common Oilfield Biocides. *2010 8th International Pipeline Conference*, Volume 1, 935. <https://doi.org/10.1115/ipc2010-31593>
11. Khaibullina, K. S., Korobov, G. Y., & Lekomtsev, A. V. (2020). Development of an asphalt-resin-paraffin deposits inhibitor and substantiation of the technological parameters of its injection into the bottom-hole formation zone. *Periódico tchê química*, 17(34), 769. https://doi.org/10.52571/ptq.v17.n34.2020.793_p34_pgs_769_781.pdf
12. Khaibullina, K. S., Sagirova, L. R., & Sandyga, M. S. (2020). Substantiation and selection of an inhibitor for preventing the formation of asphalt-resin-paraffin deposits. *Periódico tchê química*, 17(34), 541. https://doi.org/10.52571/ptq.v17.n34.2020.565_p34_pgs_541_551.pdf
13. Korobov, G. Y., & Vorontsov, A. A. (2023). Study of conditions for gas hydrate and asphaltene-resin-paraffin deposits formation in mechanized oil production. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University Geo Assets Engineering*, 334(10), 61. <https://doi.org/10.18799/24131830/2023/10/4181>
14. Kozhabekov, S. S., Zhubanov, A. A., & Toktarbay, Zh. (2019). Study the rheological properties of waxy oil with modified pour point depressants for the South Turgai oil field in Kazakhstan. *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies Nouvelles*, 74, 28. <https://doi.org/10.2516/ogst/2019004>
15. Mahmoodi, L., Malayeri, M. R., & Tabrizi, F. F. (2021). Performance of a novel green scale inhibitor. *E3S Web of Conferences*, 266, 1019. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202126601019>
16. Martyushev, D. A., & Vinogradov, J. (2020). Development and application of a double action acidic emulsion for improved oil well performance: laboratory tests and field trials. *Colloids and Surfaces A Physicochemical and Engineering Aspects*, 612, 125998. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2020.125998>
17. Mpelwa, M., & Tang, S. (2019). State of the art of synthetic threshold scale inhibitors for mineral scaling in the petroleum industry: a review [Review of State of the art of synthetic threshold scale inhibitors for mineral scaling in the petroleum industry: a review]. *Petroleum Science*, 16(4), 830. Elsevier BV. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-0299-5>
18. Pogrebnaya, I., & Mikhailova, S. V. (2019). Research of Scale Inhibitors in Downhole Equipment. *Civil Engineering Journal*, 5(5), 1175. <https://doi.org/10.28991/cej-2019-03091321>

19. Salleh, I. K., Misra, S., Ibrahim, J., & Panuganti, S. R. (2019). Micro-emulsion-based dissolver for removal of mixed scale deposition. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9(4), 2635. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0643-8>
20. Serebryakov, A., & Мотузов, И. С. (2017). Corrosion of oilfield equipment and anticorrosion techniques applied on the karakuduk oilfield (western kazakhstan). *RUDN Journal of Engineering Researches*, 18(2), 174. <https://doi.org/10.22363/2312-8143-2017-18-2-174-181>
21. Shuryberko, M., Gomelya, M., Gluchenko, N., Chuprova, K., & Оверченко, Т. А. (2018). Development of new compositions for reducing the corrosive aggressiveness of oil-containing water. *Technology Audit and Production Reserves*, 6, 25. <https://doi.org/10.15587/2312-8372.2018.149987>
22. Singh, A., Ansari, K. R., Xu, X., Sun, Z., Kumar, A., & Lin, Y. (2017). An impending inhibitor useful for the oil and gas production industry: Weight loss, electrochemical, surface and quantum chemical calculation. *Scientific Reports*, 7(1). <https://doi.org/10.1038/s41598-017-13877-0>
23. Taha, A., & Amani, M. (2019). Water Chemistry in Oil and Gas Operations: Scales Properties and Composition. *International Journal of Organic Chemistry*, 9(3), 130. <https://doi.org/10.4236/ijoc.2019.93012>
24. Vazquez, O., Fursov, I., & Mackay, E. (2016). Automatic optimization of oilfield scale inhibitor squeeze treatment designs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 147, 302. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.06.025>
25. Veliyev, E., Viet, L., Mukhametshin, V. V., Veliyev, M., & Zung, K. (2024). Use of composites to control bottomhole zones at high reservoir temperatures. *E3S Web of Conferences*, 480, 1011. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202448001011>
26. Weghorn, S. J., & Stegmann, D. W. (2005, February 1). Enhancing Chemical Efficiency Using Slow-Release Corrosion Inhibitors. *Proceedings of SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. <https://doi.org/10.2523/93169-ms>
27. Zhang, P. (2020). Review of Synthesis and Evaluation of Inhibitor Nanomaterials for Oilfield Mineral Scale Control [Review of Review of Synthesis and Evaluation of Inhibitor Nanomaterials for Oilfield Mineral Scale Control]. *Frontiers in Chemistry*, 8, 576055. *Frontiers Media*. <https://doi.org/10.3389/fchem.2020.576055>
28. Togasheva, A., Bayamirova, R., Sarbopeyeva, M., Bisengaliev, M., & Khomenko, V. L. (2024). Measures to prevent and combat complications in the operation of high-viscosity oils of Western Kazakhstan. *News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of Geology and Technical Sciences*, 1 (463), 257–270.
29. Mikhailova, N. N., Mamlieva, A. V., Teptereva, G. A., Shavshukova, S. Y., & Zlotskii, S. S. (2021). Advances and achievements of Academician DL Rakhmankulov's scientific school in the field of applied and oilfield chemistry. *Proceedings of Universities. Applied Chemistry and Biotechnology*, 11(1), 136-146. <https://doi.org/10.21285/2227-2925-2021-11-1-136-146>
30. Puzikova, D., Khussurova, G., Leontyeva, X., Kholkin, O., Kenzin, N., Zhurinov, M., & Peshaya, S. (2025). Review of organic corrosion inhibitors: application with respect to the main functional group. *Journal of Saudi Chemical Society*, 29(4), 20. <https://doi.org/10.1007/s44442-025-00021-1>
31. Purish, L. M., Abdulina, D. R., & Iutynska, G. O. (2021). Inhibitors of corrosion induced by sulfate-reducing bacteria. *Microbiological Journal/Mikrobiolohichni Zhurnal*, 83(6). <https://doi.org/10.15407/microbiolj83.06.095>

МҰНАЙ ҰҢҒЫМАЛАРЫН ПАЙДАЛАНУ КЕЗІНДЕ ТУЫНДАЙТЫН АСҚЫНУЛАРДЫҢ ХИМИЯЛЫҚ ИНГИБИТОРЛАРЫНЫҢ ТИІМДІЛІГІН БАҒАЛАУДЫҢ КЕШЕНДІ ӘДІСТЕМЕСІ

*Садуакасов Д., Жумагулов Д., Дерьяев А.

¹Есенов университеті, Ақтау, Қазақстан

²"Түрікменгаз" мемлекеттік концернінің табиғи газ ғылыми-зерттеу Институты,

Ашхабад, Түрікменстан

e-mail: danabek.saduakassov@yu.edu.kz, dias310801@gmail.com;

annagulyderyayew@gmail.com

Аннотация. Мақалада Қазақстанның жетілген мұнай кен орындарына тән асфальт-шайырлы-парафинді тұнбалардың, тұз тұнбаларының түзілуі, коррозия және басқа да технологиялық асқынулармен байланысты мұнай ұңғымаларын пайдалану мәселелері қарастырылған. Химиялық ингибиторлау ұңғыма өнімінің қозғалысының барлық кезеңдерінде — қабаттың түп маңы аймағынан бастап мұнайды дайындаудың жерүсті объектілеріне дейін — мұнайкәсіптік жабдықты қорғаудың әмбебап әрі технологиялық тұрғыдан тиімді әдістерінің бірі екені көрсетілген.

Парафиндік тұнбалар ингибиторларының тиімділігін бағалаудың кешенді әдістемесін әзірлеу мен қолдануға ерекше назар аударылған. Әдістеме дифференциалды сканерлеуші калориметрияны (ДСК), кросс-поляризациялық микроскопияны (КПМ) және мұнайдың қату температурасын талдауды біріктіруге негізделген, бұл парафиндердің тұнуының термодинамикалық және морфологиялық аспектілерін жан-жақты зерттеуге мүмкіндік береді. Эксперименттік зерттеулер әртүрлі шығу текті шикі мұнай үлгілерінде коммерциялық ингибиторларды әртүрлі концентрацияларда қолдану арқылы жүргізілді.

Зерттеу нәтижелері парафиндердің пайда болу температурасының (WAT) өзгеруі ингибиторлардың тиімділігін бағалаудың әрдайым жеткілікті критерийі бола бермейтінін көрсетті. Кейбір реагенттердің WAT-қа әсері шамалы болғанымен, парафин кристалдарының морфологиясы мен өлшемдерін едәуір өзгертетіні анықталды, бұл мұнайдың реологиялық қасиеттеріне және тұнба түзілу бейімділігіне тікелей әсер етеді. Ең тиімді ингибитор мұнайдың қату температурасын төмендетіп, парафин кристалдарының ине тәрізді құрылымын мұнай матрицасында диспергирленген агломерацияланған бөлшектерге түрлендіру қабілетін көрсетті.

ДСК және КПМ деректерін біріктіріп талдау химиялық ингибиторлардың тиімділігін неғұрлым дәл бағалауға және асқынған ұңғымалар қорын пайдалану үшін оңтайлы реагенттерді негізді таңдауға мүмкіндік беретіні көрсетілді. Алынған нәтижелер жабдықтың сенімділігін арттыруға, пайдалану шығындарын азайтуға және жетілген мұнай кен орындарында көмірсутектерді тұрақты өндіруді қамтамасыз етуге бағытталған ингибиторлық бағдарламаларды әзірлеу мен енгізуде кешенді эксперименттік тәсілді қолданудың мақсатқа сай екенін дәлелдейді.

Түйін сөздер: химиялық ингибиторлау; парафиндік тұнбалар; асфальт-шайырлы-парафинді тұнбалар (АШПТ); дифференциалды сканерлеуші калориметрия; кросс-поляризациялық микроскопия.

A COMPREHENSIVE METHODOLOGY FOR EVALUATING THE EFFECTIVENESS OF CHEMICAL INHIBITORS OF OPERATIONAL COMPLICATIONS IN OIL WELLS

*Danabek Saduakassov, Dias Zhumagulov, Annaguly Deryaev

¹Yessenov University, Aktau, Kazakhstan

²The Scientific Research Institute of Natural Gas of the State Concern Turkmengaz, Ashgabat, Turkmenistan

e-mail: danabek.saduakassov@yu.edu.kz, dias310801@gmail.com;
annagulyderyayew@gmail.com

Abstract. The article addresses key challenges in oil well operation associated with the formation of asphaltene–resin–paraffin deposits, scale formation, corrosion, and other complicating factors characteristic of mature oil fields in Kazakhstan. It is shown that chemical inhibition is one of the most universal and technologically effective methods for protecting oilfield equipment at all stages of well production flow, from the near-wellbore zone to surface oil treatment facilities.

Particular attention is paid to the development and application of a comprehensive methodology for evaluating the effectiveness of paraffin deposit inhibitors. The methodology is based on a combination of differential scanning calorimetry (DSC), cross-polarized microscopy (CPM), and analysis of crude oil pour point, enabling an integrated investigation of both thermodynamic and morphological aspects of paraffin precipitation. Experimental studies were carried out on crude oil samples of different origins using commercial inhibitors over a wide range of concentrations.

The results demonstrated that changes in wax appearance temperature (WAT) are not always a sufficient criterion for assessing inhibitor performance. It was found that some reagents have a negligible effect on WAT while significantly altering the morphology and size of paraffin crystals, which directly affects the rheological properties of crude oil and its tendency to form deposits. The most effective inhibitor exhibited the ability to reduce the pour point of crude oil and transform the needle-like structure of paraffin crystals into agglomerated particles dispersed within the oil matrix.

It is shown that the combined analysis of DSC and CPM data allows for a more accurate evaluation of chemical inhibitor performance and a well-grounded selection of optimal reagents for operating wells with production complications. The obtained results confirm the feasibility of applying a comprehensive experimental approach in the development and implementation of inhibition programs aimed at improving equipment reliability, reducing operating costs, and ensuring sustainable hydrocarbon production in mature oil fields.

Keywords: chemical inhibition; paraffin deposits; asphaltene–resin–paraffin deposits; differential scanning calorimetry; cross-polarized microscopy.