МРНТИ 52.47.15 **https://doi.org/10.58805/kazutb.v.2.31-1371**

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДИСПЕРГАТОРОВ АСФАЛЬТЕНО-СМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ

Р.У. Баямирова, А.Р. Тогашева, Д.С. Садуакасов✉, А.Т. Жолбасарова, Н. Нурлыбай

Университет Есенова, Актау, Казахстан

✉ *Корреспондент-автор: danabek.saduakassov@yu.edu.kz*

В статье представлены результаты комплексных лабораторных исследований диспергаторов асфальтено-смолопарафиновых отложений (ДАСПО) в условиях месторождения Узень. Изучены физико-химические свойства реагентов, включая растворимость, стабильность и совместимость с высокоминерализованными пластовыми водами, характерными для данного месторождения. Особое внимание уделено оценке диспергирующей, растворяющей и пенообразующей способности исследуемых составов. В ходе лабораторных испытаний была проведена серия тестов, направленных на определение высаливающей способности диспергаторов при температуре 20 °С, а также при температурах, близких к пластовым условиям эксплуатации скважин. Полученные результаты позволили выявить ряд реагентов, сохраняющих устойчивость в минерализованной водной среде и не склонных к выпадению осадка или образованию агрегатов. Среди протестированных образцов составы ДАСПО № 1, № 2 и № 8 показали наилучшие показатели эффективности: они эффективно разрушают структуру парафиновых отложений, способствуют их диспергированию и полностью совместимы с пластовыми водами месторождения Узень. Полученные экспериментальные данные легли в основу перечня реагентов, рекомендованных для проведения опытно-промысловых испытаний и последующего промышленного внедрения технологий борьбы с АСПО в условиях осложнённой эксплуатации нефтяных скважин месторождения Узень.

Ключевые слова: диспергаторы АСПО, высаливающая способность, минерализованные воды, диспергирование, пенообразующая способность, месторождение Узень, водорастворимые реагенты.

ӨЗЕН КЕН ОРНЫНДА АСФАЛЬТ-СМОЛА-ПАРАФИНДІ ШӨГІНДІЛЕРДІҢ ДИСПЕРГАТОРЛАРЫНЫҢ ТИІМДІЛІГІН ЗЕРТТЕУ

Р.У. Баямирова, А.Р. Тогашева, Д.С. Садуакасов✉, А.Т. Жолбасарова, Н. Нурлыбай

Есенов университеті, Ақтау, Қазақстан,
e-mail: danabek.saduakassov@yu.edu.kz

Мақалада Өзен кен орны жағдайында асфальт-шайыр-парафинді тұнбалар (АШПТ) диспергаторларын кешенді зертханалық зерттеу нәтижелері ұсынылған. Реагенттердің физика-химиялық қасиеттері, соның ішінде ерігіштігі, тұрақтылығы және осы кен орнына тән жоғары минералданған қабат суларымен үйлесімділігі зерттелді. Сонымен қатар зерттелген құрамдардың диспергирлеу, еріту және көбік түзу қабілеттерін бағалауға ерекше назар аударылды. Зертханалық сынақтар барысында диспергаторлардың тұздардың әсерінен бөліну (высаливание) қасиетін анықтауға бағытталған бірқатар тәжірибелер жүргізілді: 20 °С температурада, сондай-ақ ұңғымаларды пайдалану кезіндегі қабаттық жағдайларға жақын температураларда зерттеулер орындалды. Алынған нәтижелер минералданған су ортасында тұрақтылығын сақтайтын және тұнба түзуге немесе агрегаттардың пайда болуына бейім емес бірқатар реагенттерді анықтауға мүмкіндік берді. Сынақтан өткен үлгілердің ішінде АШПТ диспергаторлары № 1, № 2 және № 8 ең жоғары тиімділік көрсетті: олар парафинді тұнбалардың құрылымын тиімді түрде бұзады, олардың дисперсиялануына ықпал етеді және Өзен кен орнының қабат суларымен толық үйлесімді. Алынған эксперименттік нәтижелер

тәжірибелік-өндірістік сынақтарға ұсынылатын реагенттер тізімін қалыптастыруға және Өзен кен орнындағы ұңғымаларды күрделенген пайдалану жағдайында АШПТ-мен күрес технологияларын өнеркәсіптік енгізуге негіз болды.

Түйін сөздер: АСПШ диспергаторлары, тұз шығару қабілеті, минералданған сулар, диспергиялау, көбік түзуші қабілет, Өзен кен орны, суда еритін реагенттер.

STUDY OF THE EFFICIENCY OF ASPHALTENE–RESIN–PARAFFIN DEPOSIT DISPERSANTS AT THE OZEN FIELD

R.U. Bayamirova, A.R. Togasheva, D.S. Saduakassov✉, A.T. Zholbasarova, N. Nurlybay

Yessenov University, Aktau, Kazakhstan
e-mail: danabek.saduakassov@yu.edu.kz

The article presents the results of comprehensive laboratory studies of dispersants for asphaltene-resin-paraffin deposits (ARPD) under the conditions of the Uzen field. The physicochemical properties of the reagents were investigated, including their solubility, stability, and compatibility with highly mineralized formation waters characteristic of this field. Particular attention was paid to evaluating the dispersing, dissolving, and foaming abilities of the studied formulations. During the laboratory experiments, a series of tests was conducted to determine the salting-out resistance of the dispersants at a temperature of 20 °C, as well as at temperatures close to reservoir conditions encountered during well operation. The obtained results made it possible to identify several reagents that maintain stability in a mineralized aqueous environment and are not prone to precipitation or aggregation. Among the tested samples, ARPD dispersants No.1, No.2, and No.8 demonstrated the best performance: they effectively disrupt the structure of paraffin deposits, promote their dispersion, and are fully compatible with the formation waters of the Uzen field. The experimental data obtained formed the basis for compiling a list of reagents recommended for pilot field testing and subsequent industrial implementation of ARPD mitigation technologies under complicated operating conditions of oil wells in the Uzen field.

Keywords: ARPD dispersants, salting-out capacity, mineralized waters, dispersion, foaming ability, Ozen field, water-soluble reagents.

Введение. Осложнения, вызванные выпадением асфальтено-смолопарафиновых отложений (АСПО), остаются критическим фактором, снижающим эффективность добычи на месторождениях с тяжелой и высокопарафинистой нефтью. Формирование осадка в призабойной зоне, лифтовых колоннах и наземных коммуникациях провоцирует резкое падение дебитов и рост гидравлических потерь, что неизбежно ведет к удорожанию эксплуатации скважин. В контексте глобальных прогнозов, указывающих на рост энергопотребления к 2040 году до 111,1 млн баррелей в сутки [1,2], вопрос поддержания рентабельности зрелых активов становится первостепенным. В условиях истощения традиционных запасов [3], эффективная борьба с АСПО выступает необходимым элементом реализации третичных методов повышения нефтеотдачи.

В нефтяной промышленности первичная и вторичная фазы называются традиционными методами извлечения нефти. С другой стороны, третичная фаза называется интенсифицированным извлечением нефти (ИИН) [4]. Первичная добыча обеспечивает извлечение менее 30% первоначальных запасов нефти в пласте за счет естественного притока и искусственного подъема [4,5]. Первоначально сырая нефть естественным образом вытекает из пласта под действием собственного давления [6,7]. В этом процессе задействовано несколько механизмов, включая вытеснение растворенным газом (важно в месторождениях тяжелой нефти) [8], вытеснение газовой шапкой [9], вытеснение водой [10], расширение горных пород и жидкости [11, 12] и гравитационный дренаж [13]. Во многих случаях первичная добыча поддерживается комбинаци-

ей этих движущих механизмов [12].

Длительная эксплуатация месторождения неизбежно ведет к истощению пластовой энергии и падению дебитов, что математически описывается законом Дарси. Для интенсификации притока обычно увеличивают депрессию на пласт путем снижения забойного давления (ЗД). В условиях, когда естественного напора становится недостаточно для подъема жидкости на поверхность, внедряются методы механизированной добычи. Использование систем искусственного лифта позволяет компенсировать дефицит пластовой энергии, накопившийся за годы активной разработки [14].

Мировая практика нефтедобычи опирается на широкий арсенал методов механизированной эксплуатации, включая газлифт, установки электроцентробежных насосов (УЭЦН), штанговые (ШГН) и гидравлические струйные насосы, а также плунжерные системы. Оптимальный выбор конкретного способа - подъема-это многофакторная задача. Инженерные решения здесь базируются не только на термобарических условиях (пластовое давление и температура) и реологических свойствах продукции, но и на особенностях конструкции забоя. Не менее значимыми оказываются внешние факторы: от климатических условий и логистической доступности региона до квалификации обслуживающего персонала и общей экономической рентабельности проекта [15].

При исчерпании потенциала первичной добычи технологический цикл переходит в фазу вторичных методов, направленных на поддержание пластовой энергии через заводнение или газовую репрессию [16]. Механизм заводнения базируется на создании фронта вытеснения путем нагнетания воды, однако полная выработка запасов при этом недостижима. Основным препятствием выступает геологическая неоднородность: наличие высокопроницаемых каналов («пропластков») провоцирует преждевременные прорывы воды к забоям добывающих скважин, оставляя значительные зоны пласта не дренируемыми. Кроме того, ситуацию осложняет наличие АСПО и действие капиллярных сил. За счет высокого межфазного натяжения на границе «нефть-вода» органические компоненты и остаточная нефть блокируются в поровых каналах матрицы, что существенно снижает коэффициент вытеснения.

Нефти месторождения Узень характеризуются критически высоким содержанием парафиновых углеводородов, смол и асфальтенов, что переводит их в разряд наиболее сложных объектов для добычи. Данный компонентный состав предопределяет аномально высокую температуру застывания и развитие жесткой пространственной структуры при охлаждении. Склонность к формированию стойких водонефтяных эмульсий и выраженные структурно-механические свойства такой продукции создают условия для лавинообразного накопления АСПО. В этой связи подбор химических реагентов для ингибирования и удаления осадков должен учитывать уникальную физико-химическую природу флюидов именно этого региона.

Использование водорастворимых диспергаторов-стратегически важное решение для нейтрализации АСПО. Механизм их работы заключается в адсорбции на твердых частицах парафинов, что создает устойчивую суспензию в водной фазе и блокирует процессы агрегации. Это препятствует повторному налипанию (адгезии) осадков на внутренние стенки НКТ и наземных коммуникаций. Тем не менее, результативность таких реагентов лимитирована их коллоидно-химической стабильностью. В условиях высокой минерализации пластовых вод и специфических термобарических режимов конкретного объекта, критическое значение приобретает подбор составов, не теряющих функциональность при контакте с агрессивной средой.

В связи с этим актуальной научно-практической задачей является исследование эффективности диспергаторов асфальтено-смолопарафиновых отложений с учётом физико-химических характеристик нефти и промысловых вод месторождения Узень. Особое значение приобретает комплексная лабораторная оценка диспергирующей способности реагентов, их устойчивости к эффекту высаливания и влияния

на процессы подготовки нефти.

Настоящая работа направлена на экспериментальную оценку эффективности диспергаторов АСПО применительно к специфическим условиям месторождения Узень. На основе комплекса лабораторных тестов мы стремимся не просто выявить наиболее стабильные составы, но и научно обосновать перечень реагентов, которые обеспечат максимальную результативность в ходе предстоящих опытно-промысловых испытаний и их последующего промышленного внедрения.

Материалы и методы исследований. Экспериментальная часть базировалась на анализе аутентичных проб нефти и пластовой воды, отобранных на месторождении Узень. Методика оценки эффективности диспергаторов включала не только расчет их классической растворяющей и диспергирующей способности, но и обязательный скрининг на совместимость с высокоминерализованной водной средой и деэмульгатором, применяемым на объекте. Все измерения проводились в температурных режимах, имитирующих реальные условия работы скважин. Для финального выбора мы использовали многокритериальный подход, учитывающий, как физико-химические параметры составов, так и их технологическую применимость.

Исходный перечень испытуемых реагентов был представлен образцами с различной химической основой и агрегатным состоянием (см. Таблицу 1). На этапе предварительного отбора мы отсеяли составы, показавшие неудовлетворительную растворимость или склонность к образованию вторичных осадков при контакте с пластовой водой.

Таблица 1 - Характеристика образцов диспергаторов АСПО, использованных в лабораторных исследованиях

№	Условное обозначение реагента	Агрегатное состояние	Примечание
1	ДАСПО №1	Жидкий	
2	ДАСПО №2	Жидкий	
3	ДАСПО №3	Жидкий	
4	ДАСПО №4	Жидкий	
5	ДАСПО №5	Жидкий	исключён из исследований
6	ДАСПО №6	Жидкий	исключён из исследований
7	ДАСПО №7	Жидкий	
8	ДАСПО №8	Жидкий	
9	ДАСПО №9	Жидкий	
10	ДАСПО №10	Твердый	
11	ДАСПО №11	Твердый	

Таким образом, в подборе ДАСПО в условиях месторождения Узень в лабораторных испытаниях приняли участия 9 образцов реагента, где 7 из них жидких и 2 твердых. В лабораторных исследованиях использовались опытные образцы диспергаторов асфальтено-смолопарафиновых отложений (ДАСПО) различного состава и агрегатного состояния, поступившие для сравнительной оценки эффективности. В целях конфиденциальности наименования реагентов в работе представлены условно. С химической точки зрения, исследуемые ДАСПО представляют собой композиции на основе водорастворимых поверхностно-активных веществ (ПАВ), пре-

имущественно неионогенного и анионного типов. Их функциональное действие обеспечивается наличием активных гидрофильных групп, которые способствуют адсорбционному понижению прочности парафиновых отложений и гидрофилизации их поверхности, что препятствует агрегации частиц. Ряд образцов мы отсеяли еще на стадии входного контроля: они не прошли проверку на коллоидную стабильность в агрессивной минерализованной среде и продемонстрировали низкую растворимость. Для проведения тестов использовались пробы флюидов месторождения Узень, которые выступали в роли базовых моделей. Выбор данных сред обусловлен их специфическим составом-аномально высокой концентрацией парафинов и значительной минерализацией водной фазы. Все измерения проводились в строгом соответствии с отраслевыми стандартами. Для обеспечения статистической достоверности и воспроизводимости результатов каждый эксперимент выполнялся в трехкратной повторности (n=3). Результаты представлены в виде средних арифметических значений со стандартным отклонением (±SD). Внешний вид реагентов оценивали визуально в проходящем свете. Плотность измеряли при температуре 20 °C в соответствии с СТ РК ISO 12185. Температуру застывания определяли по ГОСТ 20287 (метод Б) без предварительного обезвоживания и нагрева продукта. Температуру начала кипения определяли по ГОСТ 2177. Кинематическую вязкость измеряли при температуре 20 °C согласно ГОСТ 31391. Массовую долю активного вещества определяли методом термообработки навески реагента при температуре (105 ± 2) °C.

Для формирования объективной картины эффективности диспергаторов в условиях месторождения Узень мы реализовали комплексную программу испытаний. Оценка базировалась на трех критических параметрах: во-первых, изучалась устойчивость химических составов к высаливанию при их смешивании с высокоминерализованными пластовыми водами. Во-вторых, определялась непосредственная диспергирующая активность реагентов по отношению к органическим осадкам. Третьим этапом стал контроль пенообразующей способности, так как избыточное пенообразование может негативно влиять на последующие процессы подготовки нефти.

Эффект высаливания оценивали при смешении диспергаторов с минерализованной промысловой водой. Оценка проводилась визуально по наличию или отсутствию осадка, мутности либо образования коллоидных агрегатов в водной фазе. Образование осадка или взвешенных хлопьев расценивалось как отрицательный результат и свидетельствовало о несовместимости реагента с пластовой водой.

Диспергирующую способность реагентов определяли на модельных парафиновых отложениях, предварительно расплавленных в водных растворах диспергаторов с концентрациями 0,05; 0,1 и 0,2 %. Резкое охлаждение смеси (раствор реагента и расплав АСПО) проводилось путем помещения колб в водяную баню с температурой 20 °C (скорость охлаждения составляла 5–7 °C/мин). Характер и размер образовавшихся частиц оценивались методом оптической микроскопии с использованием микроскопа Биомед-6] при 100-кратном увеличении. Визуальная оценка устойчивости дополнялась замером высоты осевшего слоя частиц через фиксированные промежутки времени (15, 30, 60 минут). Параллельно выполняли контрольные испытания с использованием пластовой воды без добавления химического реагента.

Для наглядного сравнения эффективности исследуемых составов была построена зависимость степени диспергирования АСПО от концентрации реагента (Рисунок 1). Как видно из графика, для образцов ДАСПО №1, №2 и №8 наблюдается стабильно высокая эффективность (более 90%) уже при минимальной дозировке 0,05 %, в то время как для образцов №11 и №4 эффективность резко снижается при переходе к минерализованным средам, что подтверждает их чувствительность к солевому составу воды.

Эффективность диспергирования оценивалась количественно с использованием следующих метрик: степень диспергирования (%) - рас-

считывалась как доля массы АСПО, перешедших в объем водной фазы; размер частиц (мкм) - определялся методом оптической микроскопии; время седиментации (мин/ч) - фиксировалось как период до начала визуального осаждения диспергированной фазы; степень загрязнения поверхности (%) - оценивалась как процент площади стенок сосуда, покрытой остаточной адгезией парафинов после слива жидкости.

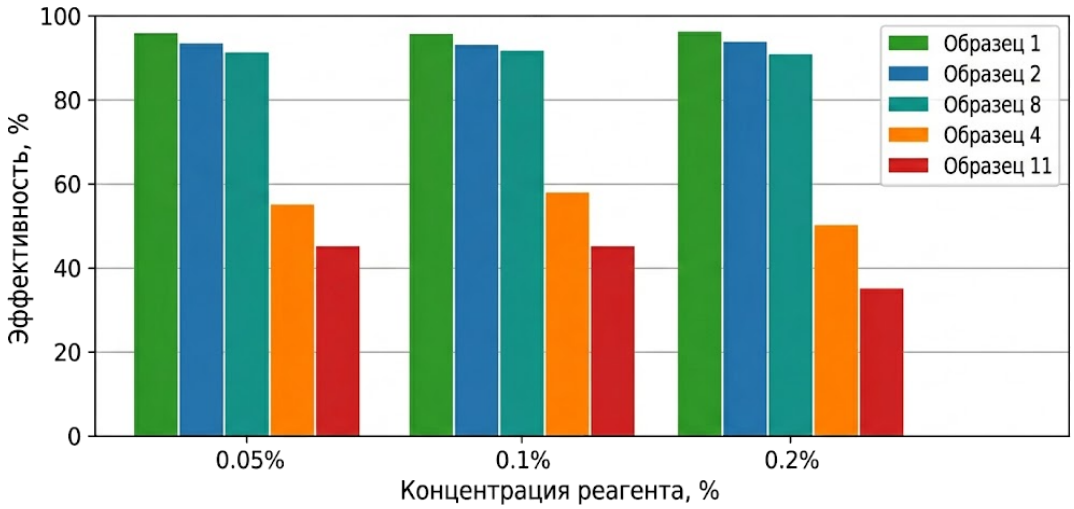


Рис.1 - Зависимость степени диспергирования АСПО от концентрации исследуемых реагентов

Более высокая эффективность диспергатора соответствовала большей доле АСПО, находящихся в объёме воды в диспергированном состоянии, и меньшей склонности отложений к адгезии на стенках колбы.

Пенообразующая способность определялась по методу встряхивания в мерных цилиндрах объемом 100 мл. В цилиндр вносилось 50 мл рабочего раствора реагента, после чего производилось 10 интенсивных встряхиваний в течение 30 секунд. Фиксировались два показателя: начальный объем пены (мл) сразу после встряхивания и время полной деструкции пенного слоя (мин/сек) в статических условиях при комнатной температуре. Оценка проводилась с использованием качественной шкалы, основанной на фиксированных значениях объёма пены, что позволяло сопоставить реагенты между собой по данному показателю.

Поверхностное натяжение обычно определяется как сила притяжения между молекулами, существующими на границе раздела двух жидкостей [17]. Межфазное натяжение между молекулами углеводородов и воды приводит к увеличению капиллярной силы, которая играет важную роль в улавливании углеводородов в пористых средах. Поэтому для снижения межфазного натяжения используется введение поверхностно - активного вещества [18].

Результаты и обсуждение. Состав асфальтено-смолопарафиновых отложений месторождения Узень.В процессе лабораторных исследований был изучен состав образца асфальтено-смолопарафиновых отложений (АСПО) месторождения Узень. Физико-химические характеристики исследуемых диспергаторов асфальтено-смолопарафиновых отложений (АСПО) определялись с целью оценки их технологической пригодности для применения в условиях месторождения Узень. Результаты анализа состава отложений АСПО представлены в таблице 2. Согласно полученным данным, исследуемые отложения относятся к парафиновому типу и характеризуются значительным содержанием парафиновых углеводородов, а также присутствием асфальтенов, смол и механических примесей. Подобный состав отложений обусловливает образование плотных и трудноразрушаемых

структур в насосно-компрессорных трубах и призабойной зоне скважин, что приводит к снижению дебита скважин и ухудшению условий эксплуатации оборудования. Наличие смолисто-асфальтеновых компонентов способствует повышению адгезионной прочности отложений и их устойчивости к механическому воздействию, что требует применения эффективных химических реагентов-диспергаторов.

Таблица 2 - Состав отложений АСПО месторождения Узень

Содержание, % масс.				**Тип отложений**
парафины	асфальтены	смолы	мех. примеси	парафиновый

В зависимости от отношения содержания парафинов к сумме содержания смол и асфальтенов [П/(С+А)] испытуемый образец АСПО относится к парафиновому типу, количественно содержащий (в % масс.): механических примесей-4,1, асфальтены - 0,2, смолы-10,7 и парафины-20,6.

Водные растворы диспергатора можно классифицировать как моющие смеси, поскольку их действие сводится, в основном, не к растворению составляющих АСПО, а к их диспергированию и отмыву. Для достижения максимальной эффективности при отмыве от АСПО диспергаторы должны гидрофилизировать компоненты отложений и проявлять эффект адсорбционного понижения их прочности. Результаты испытаний подтверждают литературные данные о том, что для высокоминерализованных сред наиболее эффективны композиции ПАВ, способные к устойчивой адсорбции на границе раздела фаз без изменения фазового состояния самой моющей системы. Выбранные реагенты (№ 1, № 2, №8), в отличие от твердых пастообразных форм (например, №11), обеспечивают более глубокое диспергирование парафиновых компонентов. Их преимущество состоит в формировании устойчивой гидрофильной пленки на частицах АСПО, что, согласно механизму адсорбционного понижения прочности, препятствует их повторной агрегации и адгезии на стенках НКТ даже в условиях жестких пластовых вод.

Физико-химические характеристики исследуемых диспергаторов асфальтено-смолопарафиновых отложений (АСПО) определялись с целью оценки их пригодности для применения в условиях месторождения Узень. Основные параметры испытуемых жидких образцов ДАСПО, включая внешний вид, плотность при 20 °С, кинематическую вязкость, содержание активного вещества, температуры застывания и кипения, а также растворимость в воде и нефти, представлены в таблице 3. Анализ представленных данных показывает, что содержание активного вещества в исследуемых реагентах варьируется в широком диапазоне: от 1,00 % (ДАСПО №7) до 97,98 % (ДАСПО №4). Столь существенная разница в концентрации активной фазы позволяет оценить эффективность как готовых к применению товарных форм, так и высококонцентрированных основ реагентов. При этом для лабораторных тестов на диспергирующую способность использовались рабочие концентрации растворов 0,05; 0,1 и 0,2 %

Испытуемые жидкие образцы ДАСПО представляют собой однородные жидкости с допустимыми значениями плотности, кинематической вязкости и массовой доли активного вещества. Все образцы характеризуются устойчивостью к отрицательным температурам, что является важным фактором при эксплуатации в условиях промысловой добычи.

Следует отметить, что один из образцов характеризуется существенно повышенной вязкостью (более 700 мм²/с при 20 °С), что может ограничивать его применение в технологических схемах, требующих высокой текучести реагента и равномерного распределения в системе. (таблица 4)

Таблица 3 - Физико-химические характеристики испытуемых жидких образцов ДАСПО

№	Реагент	Внешний вид	ρ(20°C), кг/м^3	μкинем. (20°C), мм^2/с	Wакт. вещ., %	T, °C		Раствори-мость в	
						заст.	кип.	воде	нефти
1	ДАСПО1	однородная прозрачная жидкость светло-желтого цвета	1082,4	45,11	42,11	– 18,5	96,5	+	_
2	ДАСПО2	однородная прозрачная бесцветная жидкость	889,8	4,34	32,36	–45	50	+	_
3	ДАСПО3	однородная прозрачная жидкость желтого цвета, слегка мутная	905,8	13,10	6,24	–36	107	_	+
4	ДАСПО4	однородная прозрачная жидкость темно-коричневого цвета	960,1	770,68	97,98	–19	130	-	+
5	ДАСПО7	однородная прозрачная жидкость коричневого цвета	843,8	0,70	1,00	–45	42	-	+
6	ДАСПО8	Однородная прозрачная жидкость светло-желтого цвета	873,5	3,32	24,55	–45	70	+	-
7	ДАСПО9	Однородная прозрачная жидкость светло-коричневого цвета	888,3	1,93	10,41	–45	75	-	+

Таблица 4 - Физико-химические характеристики испытуемых твердых образцов ДАСПО

№	Наимено-вание образца	Физико-химические показатели				
		Форма	Содержание влаги,%	Насыпная плотность, г/см^3	Раствори-мость в	
					Воде	нефти
1	ДАСПО №10	прозрачные шарики правильной формы	0,31	0,56	-	-
2	ДАСПО №11	однородная пастообразная масса серо-коричневого цвета с включениями гранул белого цвета	16,72	-	+	-

Твёрдые образцы ДАСПО отличаются по агрегатному состоянию, содержанию влаги и растворимости. Отсутствие растворимости в воде и нефти у части образцов указывает на их ограниченную применимость в качестве диспергаторов АСПО в водных системах.

На основании анализа физико-химических характеристик, а также показателей растворимости в воде и нефти, был проведён предварительный отбор реагентов для последующих исследований. К дальнейшим испытаниям на совместимость с минерализованными промысловыми водами, а также для оценки диспергирующих свойств и пенообразующей способности были допущены водорастворимые образцы диспергаторов с удовлетворительными реологическими характеристиками и достаточной массовой долей активного вещества.

Водные растворы отобранных диспергаторов по механизму действия могут быть отнесены к моющим системам, поскольку их эффективность обусловлена преимущественно процессами диспергирования и отмыва компонентов АСПО, а не их полного растворения. Для достижения высокой эффективности реагенты должны обеспечивать гидрофилизацию компонентов отложений и снижение их структурной прочности за счёт адсорбционного воздействия, что способствует предотвращению агрегации и повторного осаждения парафиновых частиц.

Полученные результаты позволили сформировать обоснованный перечень реагентов, рекомендованных для последующего этапа лабораторных исследований, направленных на оценку диспергирующей способности и пенообразующих свойств в условиях, моделирующих эксплуатационные параметры месторождения Узень.

Для оценки совместимости диспергаторов АСПО (ДАСПО) с минерализованными водами месторождения Узень проводилось определение их высаливающей способности. Данная характеристика позволяет выявить потенциальные риски при использовании реагентов в промысловых условиях и получить качественную информацию о поведении ДАСПО в контакте с попутно-добываемыми водами.

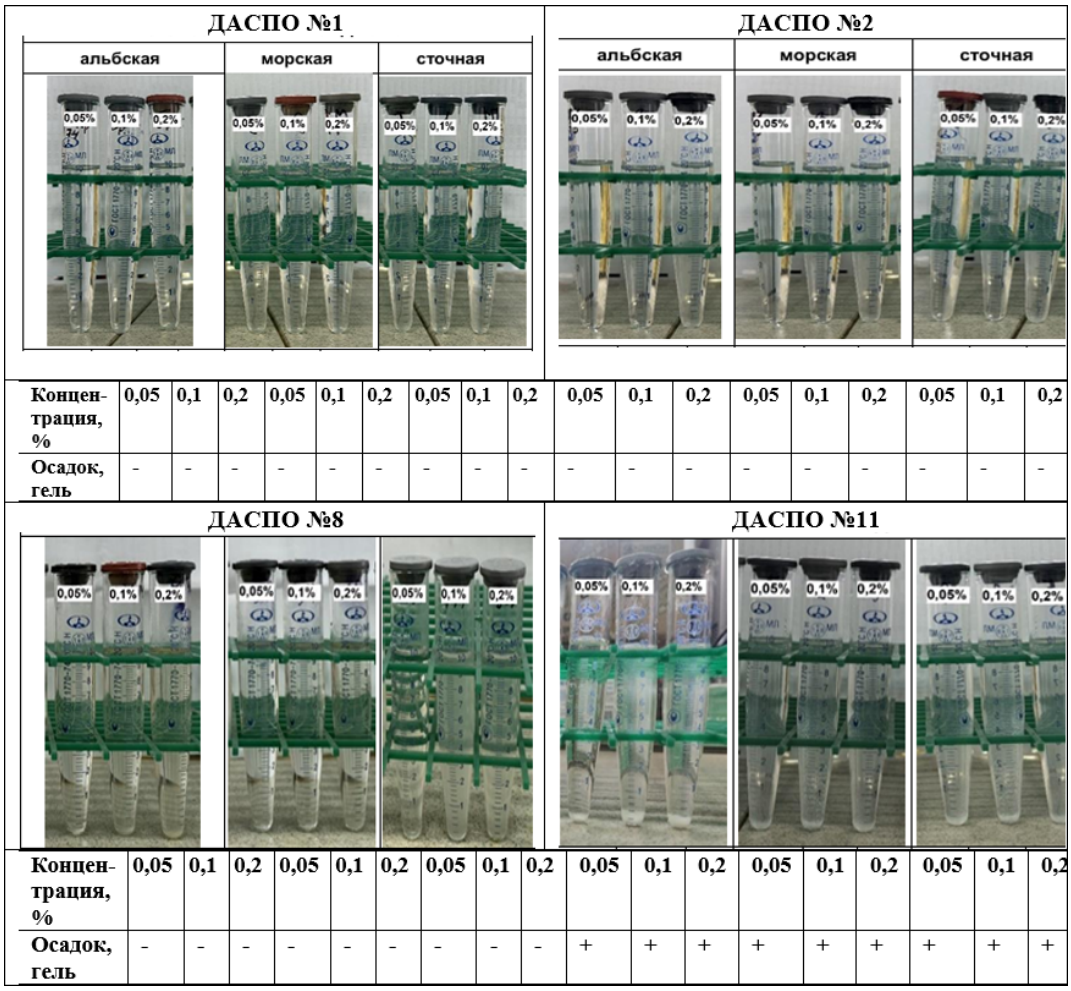
Испытания выполнялись путем смешения образцов промысловых вод с ДАСПО при различных концентрациях. Смеси тщательно перемешивались, герметично закрывались и выдерживались в течение 3 часов при комнатной температуре. В качестве контрольной пробы использовалась минерализованная вода без добавления реагента. Используемые воды характеризовались высокой общей минерализацией: сточная вода - 120 г/л, морская - 18 г/л, альбсеноманская -80 г/л. Основной солевой состав представлен хлоридами натрия, кальция и магния. Испытания проводились при соотношении фаз реагент: минерализованная вода, соответствующем рабочим концентрациям 0,05%, 0,1% и 0,2% по массе. Выдержка смесей в течение 3 часов осуществлялась при двух температурных режимах: 20 °С и пластовой температуре 60 °С.

Наличие эффекта высаливания оценивалось визуально по появлению осадка или мутности в водной фазе. В случае выпадения осадка или образования взвешенных коллоидных частиц результат считался отрицательным. Допускается расслоение смеси ДАСПО/минерализованная вода при отсутствии видимого осадка.

Результаты определения высаливающей способности исследуемых диспергаторов при комнатной температуре представлены на рисунке 2. Анализ полученных данных показал, что устойчивость реагентов в минерализованной водной среде существенно различается в зависимости от их химического состава и структуры активных компонентов. Так, при испытании образцов ДАСПО №1, №2 и №8 не наблюдалось выпадения осадка или признаков фазового разделения, что свидетельствует об их хорошей растворимости и высокой совместимости с минерализованными пластовыми водами месторождения Узень. Отсутствие эффекта высаливания у данных реагентов указывает на стабильность их коллоидной системы и способность сохранять диспергирующие свойства даже при повышенной минерализации среды. В то же время образец ДАСПО №11 проявил выраженный эффект высаливания с образованием осадка, что свидетельствует о его низкой устойчивости в минерализованных

растворах. В связи с этим данный реагент был исключен из дальнейших исследований.

В отличие от образца ДАСПО №11 и ранее исключенных составов (№5, №6), которые продемонстрировали низкую коллоидную стабильность и склонность к образованию вторичных осадков при контакте с высокоминерализованной водой, реагенты ДАСПО №1, №2 и №8 сохраняли полную прозрачность и однородность систем. Преимущество данных составов заключается в их способности эффективно работать в условиях экстремальной минерализации сточных, морских и альбсеноманских вод месторождения Узень не только при 20 °С, но и при пластовой температуре 60 °С. Это обеспечивает минимизацию технологических рисков, связанных с блокировкой порового пространства или повреждением оборудования вторичными отложениями, что часто является критическим недостатком многих промышленных аналогов на основе солей жирных кислот.



Концентрация, %	0,05	0,1	0,2	0,05	0,1	0,2	0,05	0,1	0,2	0,05	0,1	0,2	0,05	0,1	0,2	0,05	0,1	0,2
Осадок, гель	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Концентрация, %	0,05	0,1	0,2	0,05	0,1	0,2	0,05	0,1	0,2	0,05	0,1	0,2	0,05	0,1	0,2	0,05	0,1	0,2
Осадок, гель	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+

Рис.2 - Результаты определения эффекта высаливания исследуемых ДАСПО с промысловыми водами месторождения Узень

Дополнительно была проведена оценка высаливающей способности выбранных образцов при температуре 60 °С, соответствующей пластовым условиям месторождения Узень. Повышение температуры может существенно влиять на растворимость реагентов, устойчивость их дисперсной системы и характер взаимодействия активных компонентов с минерализованной водной фазой, поэтому проведение данных испытаний является важным этапом лабора-

торной оценки технологической эффективности диспергаторов. В условиях повышенных температур могут происходить изменения структуры поверхностно-активных веществ, а также усиливаться процессы агрегации или, наоборот, стабилизации дисперсных систем. По результатам проведённых экспериментов осадкообразование также не наблюдалось для диспергаторов ДАСПО №1, №2 и №8. Это свидетельствует о высокой термической устойчивости исследуемых реагентов и подтверждает их способность сохранять эксплуатационные свойства при температурах, характерных для реальных условий добычи нефти на месторождении Узень. Кроме того, отсутствие признаков высаливания у данных составов указывает на их хорошую совместимость с минерализованными пластовыми водами и стабильность в водонефтяных системах. Полученные результаты позволили рекомендовать данные реагенты для дальнейших лабораторных исследований, направленных на оценку эффективности разрушения, диспергирования и предотвращения повторного образования асфальтено-смолопарафиновых отложений в условиях эксплуатации скважин месторождения Узень.

Сравнительный анализ термической стабильности реагентов при 20 °C и 60 °C представлен на Рисунке 3. Визуализация данных подтверждает, что отобранные составы (№1, №2, №8) сохраняют фазовую устойчивость независимо от температурного фактора, в то время как образец №11 демонстрирует практически полную потерю растворимости и выпадение в осадок при обеих температурах. Данная графическая интерпретация подчеркивает преимущество выбранных реагентов для применения в реальных пластовых условиях месторождения Узень.

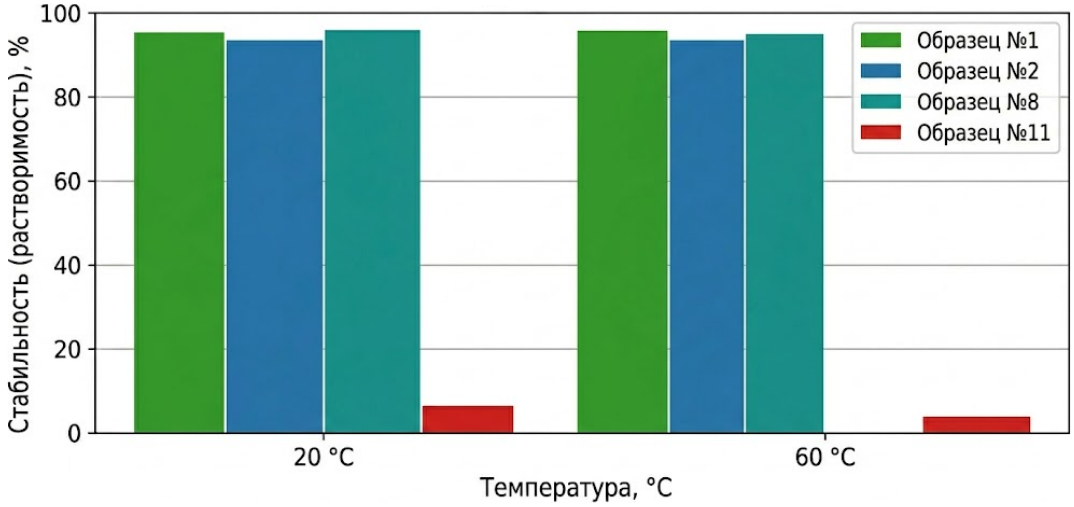


Рис.3 - Результаты оценки фазовой стабильности реагентов при температурах 20 °C и 60 °C

Выводы. Выполненные лабораторные исследования позволили комплексно оценить состав асфальтено-смолопарафиновых отложений месторождения Узень и физико-химические свойства диспергаторов, предназначенных для их предупреждения и удаления. Установлено, что парафиновый характер АСПО определяет целесообразность применения реагентов с выраженными диспергирующими свойствами, обеспечивающих разрушение структурированных отложений и предотвращение их повторного осаждения.

На основании полученных экспериментальных данных сформирован обоснованный перечень водорастворимых диспергаторов, рекомендованных для дальнейших лабораторных исследований, направленных на оценку их диспергирующей способности, устойчивости к высаливанию в минерализованных водах и пенообразующих свойств. Сравнительный анализ пока-

зал, что реагенты ДАСПО №1, №2 и №8 по совокупности параметров (растворимость, термостабильность, отсутствие высаливания) превосходят альтернативные образцы, представленные в исследовании. Если твердые и малорастворимые составы создают риск образования дополнительных пробок, то отобранная группа жидких диспергаторов обеспечивает стабильное действие в широком диапазоне минерализации, что делает их наиболее перспективными для промышленного внедрения на объектах с аномально высоким содержанием парафинов, таких как месторождение Узень.

Результаты настоящей работы могут быть использованы при выборе химических реагентов для проведения опытно-промысловых испытаний и последующего промышленного внедрения технологий борьбы с асфальтено-смолопарафиновыми отложениями на месторождении Узень и аналогичных по геолого-промысловым условиям объектах.

Лабораторные испытания высаливающей способности диспергаторов АСПО показали, что выбранные реагенты (ДАСПО №1, №2 и №8) совместимы с минерализованными водами месторождения Узень при различных температурах, что подтверждает их пригодность для дальнейших исследований по оценке диспергирующих и пенообразующих свойств.

Результаты работы позволяют сделать следующие заключения:

1. На основе данных о компонентном составе и показателе П/(С+А) установлено, что отложения на месторождении Узень являются преимущественно парафиновыми. Это обуславливает их склонность к быстрому формированию жестких структур и налипанию на стенки НКТ.

2. Физико-химический профиль испытуемых реагентов крайне неоднороден. Установлено, что разница в массовой доле активного вещества (от 1,00 до 97,98 %) и химической природе ПАВ является ключевым фактором, определяющим стабильность реагентов в высокоминерализованных средах и их способность к эффективному отмыву парафиновых компонентов. Разница в растворимости и массовой доле активной фазы служит ключевым фактором, ограничивающим или расширяющим возможности использования конкретного диспергатора в технологическом цикле.

3. Мы выявили группу реагентов с неудовлетворительной водорастворимостью. Ввиду несоответствия требуемым реологическим параметрам, эти образцы были исключены из программы испытаний как непригодные для промышленной эксплуатации.

4. По совокупности физико-химических показателей и показателей растворимости выполнен предварительный отбор водорастворимых диспергаторов, обладающих удовлетворительной текучестью, устойчивостью к отрицательным температурам и достаточной массовой долей активного вещества.

5. Показано, что механизм действия отобранных диспергаторов обусловлен преимущественно процессами диспергирования и отмыва компонентов АСПО, сопровождающимися гидрофилизацией парафиновых частиц и снижением структурной прочности отложений.

6. Проведено определение высаливающей способности исследуемых диспергаторов АСПО с минерализованными промысловыми водами месторождения Узень. Установлено, что образцы ДАСПО №1, №2 и №8 проявляют полную совместимость с водами как при комнатной температуре, так и при пластовой температуре 60 °С, не вызывая образования осадка или мутности.

7. Образец ДАСПО №11 демонстрирует эффект высаливания с образованием осадка и, следовательно, исключается из дальнейших лабораторных и опытно-промысловых исследований.

8. Полученные результаты позволяют отобрать водорастворимые реагенты с устойчивостью к высаливанию, что является важным критерием для их безопасного применения в промысловых условиях, обеспечивая минимизацию технологических рисков и стабильное действие диспергатора на парафиноотложения.

Таким образом, комплексная оценка химиче-

ских и физико-химических характеристик диспергаторов, включая их высаливающую способность, позволяет сформировать обоснованный перечень реагентов, рекомендованных для последующих опытно-промысловых испытаний и промышленного внедрения на месторождении Узень и аналогичных по геолого-промысловым условиям объектах.

Финансирование. *Работа выполнена при поддержке Комитета науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан (грант № AP26101849).*

Литература

1. Karatayev M., Movkebayeva G., Bimagambetova Z. Increasing Utilisation of Renewable Energy Sources: Comparative Analysis of Scenarios Until 2050: Policy Challenges and Solutions for Resouce Efficiency//Energy Security. -2019.-PP.37-68. DOI 10.1007/978-3-030-01033-1_3.

2. Zhang J., Gao H., Xue Q. Potential applications of microbial enhanced oil recovery to heavy oil //Crit. Rev. Biotechnol. - 2020.-Vol.40(4). -P.459-474. DOI 10.1080/07388551.2020.1739618.

3. Liu Q., Niu J., Yu Y., Wang C., Lu S., Zhang S., Lv J., Peng B. Production, characterization and application of biosurfactant produced by Bacillus licheniformis L20 for microbial enhanced oil recovery//J. Clean. Prod.-2021.-Vol.307:27193. DOI 10.1016/j.jclepro.2021.127193.

4. Pogaku R., Mohd Fuat N.H., Sakar S., Cha Z.W., Musa N., Awang Tajudin D.N.A., Morris L.O. Polymer flooding and its combinations with other chemical injection methods in enhanced oil recovery//Polym. Bull. - 2018. -Vol.75.-PP.1753-1774. DOI 10.1007/s00289-017-2106-z.

5. Saravanan S., Keerthana S. Floquet instability of gravity-modulated salt fingering in a porous medium//Ind. Eng. Chem. Res.-2017.-Vol.56(10). - PP.2851-2864. DOI 10.1021/acs.iecr.6b03866.

6. Grassia P., Torres-Ulloa C., Berres S., Mas-Hernández E., Shokri N. Foam front propagation in anisotropic oil reservoirs//Eur. Phys. J. E.-2016.-Vol.39: 42. DOI 10.1140/epje/i2016-16042-5.

7. Kapustin N.O., Grushevenko D.A. Global oil market: an outlook to 2030. How will the balance of supply and demand change over the next ten years? // Int. J. Oil Gas Coal Technol. - 2023. - Vol.33(4). – PP.315-335. DOI 10.1504/IJOGCT.2023.132497.

8. He C., Fan Z., Xu A., Zhao L. Foamy oil properties and horizontal well inflow performance relationship under solution gas drive//Geosystem Eng.-2019.-Vol.22(3). -PP.151-160. DOI 10.1080/12269328.2018.1504698.

9. Rezaei A., Riazi M., Escrochi M., Elhaei R. Integrating surfactant, alkali and nano-fluid flooding for enhanced oil recovery: A mechanistic experimental study of novel chemical combinations//J. Mol. Liq. - 2020. -Vol.308. DOI 10.1016/j.molliq.2020.113106.

10. Tayari F., Blumsack S., Johns R.T., Tham S., Ghosh S. Techno-economic assessment of reservoir heterogeneity and permeability variation on economic value of enhanced oil recovery by gas and foam flooding//J.Petrol.Sci.Eng.-2018.-Vol.166.-PP.913-923.DOI 10.1016/j.petrol.2018.03.053.

11. Agi A., Junin R., Gbonhinbor J., Onyekonwu M. Natural polymer flow behaviour in porous media for enhanced oil recovery applications: A review//J. Pet. Explor. Prod. Technol.-2018. - Vol.8.- PP.1349-1362. DOI 10.1007/s13202-018-0434-7.

12. Gyan P.S., Xie C., Brantson E.T., Atuahene S. Computer modeling and simulation for undersaturated primary drive recovery mechanism//Adv.Mech. Eng.-2019.-Vol.11(5). DOI 10.1177/1687814019841948.

13. Aljuboori F.A., Lee J.H., Elraies K.A., Stephen K.D. Gravity drainage mechanism in naturally fractured carbonate reservoirs; Review and application // Energies. - 2019. - Vol.12(19): 3699. DOI 10.3390/en12193699.

14. Mohr S.H., Wang J., Ellem G., Ward J., Giurco D. Projection of world fossil fuels by country // Fuel.-2015. - Vol.14. - PP.120-135. DOI 10.1016/j.energy.2020.117718.

15. Davarpanah A., Mirshekari B. Experimental study and field application of appropriate selective calculation methods in gas lift design//Pet. Res.-2018.-Vol.3(3). -PP.239-247. DOI 10.1016/j.ptlrs.2018.03.005.

16. Haq B., Liu J., Liu K., Al Shehri D. The role of biodegradable surfactant in microbial enhanced oil recovery//Petr.Sci. Eng. - 2020. -Vol.189:106688. DOI 10.1016/j.petrol.2019.106688.

17. Cong Y., Zhang W., Liu C., Huang F. Composition and oil-water interfacial tension studies in different vegetable oils//Food Biophys. -2020.-Vol.15(3). -PP.1-11.DOI 10.1007/s11483-019-09617-8.

18. Hosseininoosheri P., Lashgari H.R., Sepehrnoori K. A novel method to model and characterize in-situ bio-surfactant production in microbial enhanced oil recovery//Fuel. -2016.-Vol.183.- PP.501-511. DOI 10.1016/j.fuel.2016.06.035.

Сведения об авторах

Баямирова Р.У.- кандидат технических наук, ассоциированный профессор кафедры Нефтехимический инжиниринг Университета Есенова, Актау, Казахстан, e-mail: ryskol.bayamirova@yu.edu.kz;

Тогашева А.Р.- кандидат технических наук, ассоциированный профессор кафедры Нефтехимический инжиниринг Университета Есенова, Актау, Казахстан, e-mail: aliya.togasheva@yu.edu.kz;

Садуакасов Д.С.- кандидат технических наук, ассоциированный профессор кафедры Нефтехимический инжиниринг Университета Есенова, Актау, Казахстан, e-mail: danabek.saduakassov@yu.edu.kz;

Жолбасарова А.Т.- кандидат технических наук, ассоциированный профессор кафедры Нефтехимический инжиниринг Университета Есенова, Актау, Казахстан, e-mail: akshyryn.zholbassarova@yu.edu.kz;

Нурлыбай Н.- докторант, Университет Есенова, Актау, Казахстан, e-mail: nurzhaina.nurlybay@yu.edu.kz

Information about the authors

Bayamirova R. - Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Department of Geology and Petrochemical Engineering, Yessenov University, Aktau, Kazakhstan, e-mail: ryskol.bayamirova@yu.edu.kz;

Togasheva A. - Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Department of Geology and Petrochemical Engineering, Yessenov University, Aktau, Kazakhstan, e-mail: aliya.togasheva@yu.edu.kz;

Saduakassov D.- Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Department of Geology and Petrochemical Engineering, Yessenov University, Aktau, Kazakhstan, e-mail: danabek.saduakassov@yu.edu.kz;

Zholbasarova A.- Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Department of Geology and Petrochemical Engineering, Yessenov University, Aktau, Kazakhstan, e-mail: akshyryn.zholbassarova@yu.edu.kz;

Nurlybay N.- PhD doctoral student, Yessenov University, Aktau, Kazakhstan, e-mail: nurzhaina.nurlybay@yu.edu.kz