

УДК 622.275/276

<https://orcid.org/0000-0002-5615-2711>

<https://orcid.org/0000-0003-1588-3144>

<https://orcid.org/0000-0003-1721-119X>

<https://orcid.org/0000-0002-4258-7933>

АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УЗЕНЬ И КАРАМАНДЫБАС



А.Р. ТОГАСЕВА,
кандидат технических наук,
ассоциированный профессор,
aliya.togasheva@yu.edu.kz



Р.У. БАЯМИРОВА,
кандидат технических наук,
ассоциированный профессор,
ryskol.bayamirova@yu.edu.kz



М.Д. САРБОПЕЕВА,
PhD, ассоциированный
профессор,
manshuk.sarbopayeva@yu.edu.kz



А.Т. ЖОЛБАСАРОВА,
кандидат технических наук,
ассоциированный профессор,
Akshyryn.Zholbassarova@yu.edu.kz

КАСПИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ТЕХНОЛОГИИ И ИНЖИНИРИНГА ИМ.Ш.ЕСЕНОВА,
Республика Казахстан, 130000 г. Актау, 32 мкр.

С самого начала разработка месторождений Узень с Карамандыбасом была осложнена отложениями асфальтосмолопарафинистых веществ (АСПО), минеральных солей (ОМС), результатами жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ), коррозионными процессами и механическими примесями. Осложнения эти в той или иной степени проявлялись в пласте, в призабойной зоне пласта (ПЗП), на элементах подземного и наземного нефтепромыслового оборудования, в выкидных трубопроводах, в промысловых системах трубопроводного транспорта, на объектах предварительной (УПСВ) и товарной (УППН) подготовки нефти, в системах технического водоснабжения и поддержания пластового давления, осложняя эксплуатацию промыслового оборудования, снижая его эксплуатационную надежность, уменьшая межремонтный период работы скважин и наземного нефтепромыслового оборудования, приводя к сокращению уровня добычи нефти.

Несмотря на определенные успехи, достигнутые в создании и внедрении различных способов предотвращения осложнений, проблема поиска эффективных методов борьбы с ними по-прежнему остается исключительно актуальной, требующей комплексного решения. Особое место в достижении успешного решения этой проблемы следует отводить прогнозированию возможных осложнений на различных этапах разработки месторождения, чему до настоящего времени не придается достаточного значения.

В статье представлены причины ремонтов УПШН, образования АСПО, представлены основные элементы добычного комплекса, эксплуатация которых осложнена влиянием АСПО. Также описаны основные меры борьбы с осложнениями от АСПО и загустевания нефти. Проведены лабораторные исследования оценки эффективности эмульсии комплексного воздействия (ЭКВ) и водоуглеводородной эмульсии (ВУВЭ).

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Нефтяной пласт, призабойная зона скважин, парафиноотложение, скважина, добыча нефти, нефтепромысловое оборудование, реагент, метод.

ӨЗЕН ЖӘНЕ ҚАРАМАНДЫБАС КЕН ОРЫНДАРЫНДА ӨНДІРУШІ ҰҒЫМАЛАРДЫ ПАЙДАЛАНУ КЕЗІНДЕГІ АСҚЫНУЛАРМЕН КҮРЕСУ ӘДІСТЕРІН ТАЛДАУ

А.ТОГАСHEBA, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор,
aliya.togasheva@yu.edu.kz

Р.БАЯМИРОВА, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор,
ryskol.bayamirova@yu.edu.kz

М. САРБОПЕЕВА, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор,
manshuk.sarbopeyeva@yu.edu.kz

А.Т. ЖОЛБАСАРОВА, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор,
Akshyryn.Zholbassarova@yu.edu.kz

Ш. ЕСЕНОВ АТЫНДАҒЫ КАСПИЙ МЕМЛЕКЕТТІК ТЕХНОЛОГИЯ
ЖӘНЕ ИНЖИНИРИНГ УНИВЕРСИТЕТІ,
Қазақстан Республикасы, Ақтау қаласы, 32 мкр, 130000

Басынан бастап Карамандыбаспен Өзен кен орындарын игеру асфальтосмолопарафинді заттардың (АСПЗ), минералды тұздардың (МТ) шөгінділерімен, сульфатты қалпына келтіретін бактериялардың (СҚКБ) тіршілік әрекетінің нәтижелерімен, коррозиялық процестермен және механикалық қоспалармен қиындады. Бұл асқынулар қандай да бір дәрежеде қабатта, қабаттың түп аймағында (ҚТА), жер асты және жер үсті мұнай кәсіпшілігі жабдықтарының элементтерінде, су айдайтын құбырларда, құбыр көлігінің кәсіпшілік жүйелерінде, мұнайды алдын ала (СААҚ) және тауарлық (МАДҚ) дайындау объектілерінде,

техникалық сумен жабдықтау және қабат қысымын ұстап тұру жүйелерінде, кәсіпшілік жабдықтарын пайдалануды қиындатып, оның пайдалану сенімділігін төмендетіп, ұңғымалар мен жерүсті Мұнай кәсіпшілігі жабдықтары жұмысының жөндеу аралық кезеңін азайта отырып, мұнай өндіру деңгейінің төмендеуіне әкеледі.

Асқынулардың алдын алудың әртүрлі әдістерін жасау мен енгізуде қол жеткізілген белгілі бір жетістіктерге қарамастан, олармен күресудің тиімді әдістерін табу мәселесі әлі де өзекті болып қала береді, бұл кешенді шешімді қажет етеді. Бұл мәселені сәтті шешуге қол жеткізуде кен орнын игерудің әртүрлі кезеңдеріндегі ықтимал асқынуларды болжауға ерекше орын берілуі керек, оған бүгінгі күнге дейін жеткілікті мән берілмейді.

Мақалада СШК жөндеудің, АШПШ түзілуінің себептері, пайдалану АШПШ әсерімен қиындатылған өндіру кешенінің негізгі элементтері келтірілген. Сондай-ақ, АШПШ асқынуларымен және мұнайдың қалыңдауымен күресудің негізгі шаралары сипатталған. Кешенді әсер ету эмульсиясының (ЭКВ) және су-көмірсутек эмульсиясының (ВУВЭ) тиімділігін бағалауға зертханалық зерттеулер жүргізілді.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: Мұнай қабаты, ұңғымалардың шұңқырлы аймағы, парафин шөгінділері, ұңғыма, мұнай өндіру, мұнай кәсіпшілігі жабдықтары, реагент, әдіс.

ANALYSIS OF METHODS TO COMBAT COMPLICATIONS DURING THE OPERATION OF PRODUCTION WELLS AT THE UZEN AND KARAMANDYBAS FIELDS

A.R. TOGASHEVA, Ph. Sci, Associate Professor, aliya.togasheva@yu.edu

R.Y. BAYAMIROVA, Ph. Sci, Associate Professor, ryskol.bayamirova@yu.edu.kz

M. SARBOPEYEVA, Ph. Sci, Associate Professor, manshuk.sarbopeyeva@yu.edu.kz

A.T. ZHOLBASAROVA, Ph. Sci, Associate Professor, Akshyryn.Zholbassarova@yu.edu.kz

CASPIAN STATE UNIVERSITY OF TECHNOLOGIES AND ENGINEERING
NAMED AFTER S. YESSENOV,
32 md Aktau, 13000, Republic Kazakhstan

From the very beginning, the development of the Uzen deposits with Karamandybas was complicated by deposits of asphalt-resin-paraffin substances (ARPS), mineral salts (MS), the results of the vital activity of sulfate-reducing bacteria (SRB), corrosion processes and mechanical impurities. These complications were more or less manifested in the formation, in the bottom-hole zone of the formation (BZF), on elements of underground and onshore oilfield equipment, in discharge pipelines, in field pipeline transport systems, at the facilities of preliminary (IPDW) and commodity (OPU) oil treatment, in systems of technical water supply and reservoir pressure maintenance, complicating the operation of field equipment, reducing its operational reliability, reducing the inter-repair period of wells and onshore oilfield equipment, leading to a reduction in the level of oil production.

Despite certain successes achieved in the creation and implementation of various ways to prevent complications, the problem of finding effective methods to combat them remains extremely urgent, requiring a comprehensive solution. A special place in achieving a successful solution to this problem should be given to predicting possible complications at various stages of field development, which has not been given sufficient importance to date.

The article presents the reasons for the repairs of ISRP, the formation of ASPs, presents the main elements of the mining complex, the operation of which is complicated by the influence of ARPD. The main measures to combat complications from ARPD and oil thickening are also described. Laboratory studies have been conducted to evaluate the effectiveness of the complex action emulsion (CAE) and the hydrogen-water emulsion (HWE).

KEYWORDS: Oil reservoir, bottom-hole zone of wells, paraffin deposition, well, oil production, oilfield equipment, reagent, method.

Введение. Как правило, отложения АСПО способствуют снижению дебита скважины с последующим выходом из строя насосной штанги или электроцентробежных насосов, которые установлены на устье скважины. По этой причине борьба с асфальтеново-смолисто-парафиновыми отложениями является актуальной исследовательской задачей. Мы рассмотрели химический метод воздействия на асфальтеновые отложения, в частности с использованием сложных эфиров, входящих в состав ингибиторов. Сегодня представлен широкий ассортимент сортов известны ингибиторы, которые используются в качестве веществ, замедляющих физико-химические процессы; само слово "ингибитор" происходит от лат. "Inhibere", что означает "задерживать, замедлять ход". Из доступных в настоящее время ингибиторов был предложен ингибитор на основе сложного эфира, который может быть первоначально использован для предотвращения накопления асфальтеновых отложений [1,14].

Разработка нефтяных и газовых месторождений поднимает широкий круг вопросов, одним из которых является поддержание постоянного дебита скважины. На дебит скважины влияют гидродинамические параметры пласта, размер зоны дренирования, а также эффективность гидравлического соединения скважины с пластом [2,15]. Эффективность гидравлического соединения между скважиной и пластом в основном зависит от первичного и вторичного вскрытия пласта в результате которые в ходе будущей эксплуатации большинства скважин становятся несовершенными. Следовательно, их эффективная производительность теряет свой потенциал. Кроме того, при разработке нефтяных и газовых месторождений гидродинамические параметры призабойной зоны пласта, такие как проницаемость и гидравлическая проводимость, постоянно меняются и, как показывает практика, часто ухудшаются [3, 4].

Снижение температуры приводит к резкому увеличению вязкости нефти, снижению ее подвижности и снижению продуктивности скважины. По этой причине вопросы целесообразной эксплуатации нефтяного месторождения и методические и профилактические работы, направленные на поддержание постоянного дебита скважины, являются актуальной исследовательской задачей [5-8].

Для регулирования температуры насыщения нефти парафинами во избежание осаждения асфальтенов, смол и парафинистых веществ (АСПО) был рассмотрен вопрос о применении термического метода, а также химических реагентов и добавок. Особое внимание уделяется химическому составу добываемых углеводородов, а также влиянию отдельных высокомолекулярных компонентов углеводородов при добыче и дальнейшей транспортировке при низких температурах и с перепадом температурных градиентов. В статье представлено влияние углеводородного состава на механизм развития, состав и свойства АСПО.

Рассмотрены методы удаления отложений, связанные с использованием различных добавок и реагентов, а также методы предотвращения образования этих отложений. Дано краткое описание основных классов химических веществ, используемых для решения проблемы предотвращения и удаления АСПО.

Было показано, что для выбора наиболее эффективных способов предотвращения и удаления отложений органических веществ с физико-химической точки

зрения необходимо получить представление о состав и свойства исходной нефти и разрабатываемых залежей [9,16].

В процессе эксплуатации нефтесобирающей скважины при некотором снижении температуры и давления, сопровождающемся дегазацией нефти, происходит резкое снижение растворимости в ней парафина, асфальтенов и смолистых веществ, что приводит к их осаждению на поверхности горного оборудования [10]. Во время перекачки нефти и хранения на внутренних стенках резервуаров трубы также могут подвергаться воздействию АСПО. Поэтому необходимо время от времени проводить очистку технологического оборудования, труб и резервуаров [11].

В настоящее время проблема асфальтосмолистых и парафиновых отложений очень актуальна, поскольку эти отложения содержатся в нефти практически всех нефтесобирающих регионов Казахстана. Химический состав зависит от свойств добываемой нефти, тепловых и гидродинамических условий залежи, геологических условий и способа разработки месторождения и его эксплуатации [12].

Во время добычи нефти они сталкиваются с одной из проблем, вызывающих усложнение скважинных работ, нефтесобирающего оборудования и дальнейшей транспортировки по трубопроводам. Эти отложения накапливаются в проточных частях нефтесобирающего оборудования и на внутренней поверхности труб, что приводит к снижению производительности системы добычи и транспортировки нефти.

АСПО увеличивают износ оборудования, затраты на электроэнергию и давление в системе. В настоящее время эта проблема является очень актуальной задачей для добычи и транспортировки углеводородов. На развитие АСПО влияют следующие факторы: Снижение давления, интенсивное выделение газа, перепад температуры, состав углеводородов, изменение температурного градиента

Основные факторы снижения температуры жидкости: геотермальные свойства грунта в районе скважины; тепловое сопротивление конструкции скважины; динамический уровень нефти в затрубном пространстве.

Материалы и методы исследований. Основным методом удаления АСПО является предотвращение образования отложений на нефтесобирающем оборудовании, но если отложения образовались, то вторичным методом является удаление этих отложений [13].

Отложения АСПО образуются в призабойной зоне скважины, на стенках ствола скважины и нефтесобирающем оборудовании. Предложены следующие методы предотвращения и утилизации этих отложений: введение реагентов, кислот, соэкстрагентов, подавляющих образование парафиновых сгустков во время экстракции и транспортировки углеводородов в систему; покрытие внутренней поверхности нефтесобирающего оборудования слоем, снижающим адгезию АСПО к стенкам труб; введение биоразлагаемой композиции в экстрагирующую среду, которая не допускает развития АСПО; установка электронагревателей на дне скважины, предназначенных для поддержания температуры выше точки плавления парафина в скважине; увеличение процентного содержания асфальтосмолистой смеси; поддержание постоянного давления в системе нефтесобирающего оборудования на забое скважины. Использование экзотермических реакций и, следовательно, повышение температуры добываемых углеводородов на забое скважины и предотвращение образования асфальтосмолистых и парафиновых отложений.

Анализ состояния скважин механизированной добычи (УПШН) на месторождениях Узень и Карамандыбас показал, что эксплуатация их осложнена наличием в продукции скважин асфальтосмолопарафинистых веществ (АСПО), солей (ОМС), продуктов жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ), коррозия и мехпримесей.

Результаты распределения объемов ПРС по причинам ремонтов, связанных со сменой насоса УПШН за первое полугодие 2020 г., представлены на *рисунке 1*.

Как следует из представленных данных:

- причины ремонтов УПШН, вызванные отложениями солей и наличием мехпримесей, составили - 24%; заклиниванием насоса - 20%; негерметичностью НКТ - 16%; обрывом штанг - 12%; АСПО - 7%.

Следует отметить, что отложения солей, АСПО и наличием мехпримесей косвенно влияют на такие виды отказов, как заклинивание насоса, обрыв штанг. Следовательно, отложение солей, парафинов и наличие мехпримесей остаются основной причиной смены насосов.

Нефти месторождения Узень характеризуются небольшими значениями плотности от 0,853 до 0,858 кг/м³, высоким содержанием парафиновых углеводородов от 17 до 20% вес. и асфальтосмолистых веществ до 20% вес., обусловивших высокую температуру ее застывания (30 – 32°C), обводненностью 83%, осложняющие процессы подъема, промыслового сбора, предварительной и товарной подготовки нефти в связи с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) на внутренней поверхности оборудования, загустеванием в устьевом оборудовании, в выкидных трубопроводах, особенно в холодный период года, образованием стойких эмульсий с бронирующими оболочками тугоплавких углеводородов, трудно поддающихся разрушению.



Рисунок 1 – Результаты распределения объемов ПРС по причинам ремонтов, связанных со сменой насоса УПШН

АСПО в целом представляют собой тёмно-коричневую или чёрную твёрдую или густую мазеобразную массу высокой вязкости, которая при повышении температуры снижается незначительно, а при температуре плюс 32°C превращается в твердое вещество, утратившее текучесть. Химический состав АСПО может изменяться в широких пределах и зависит от происхождения, возраста, свойств и состава добываемой нефти и ряда других факторов – геологических, геотехнических, термобарических, гидродинамических; условий разработки и эксплуатации месторождений.

Применение растворителей. Проведенные ранее исследования по изучению растворимости АСПО показали хорошую растворимость органических веществ и их композиций. В качестве добавок, способных усилить активность растворителей, были испытаны различные органические соединения: масло и водорастворимые ПАВ, полярные органические соединения, ароматические углеводороды. В качестве растворителей использовался газовый бензин с бензолом и легкой пиролизной смолой.

Насосное оборудование скважин, эксплуатирующихся УЭЦН или УПШН подвержено АСПО, причем по мере увеличения обводненности продукции глубина интенсивного отложения парафина на насосах возрастает и в настоящее время достигла 1100 м. Объясняется это более интенсивным охлаждением обводненной продукции по мере подъема вверх по стволу скважины в связи с ее возросшей теплопроводностью (теплопроводность: нефти – 0,12 Вт/м×К; воды – 0,6 Вт/м×К).

Анализ промыслового материала показал, что ремонты, связанные с АСПО, в основном проводились в скважинах с дебитами до 50 м³/сут, высокодебитные скважины с дебитом более 50 м³/сут менее подвержены этим осложнениям.

Основными факторами, осложняющими эксплуатацию скважин, являются *парафинизация внутренней поверхности НКТ* и на внешней поверхности штанг, а также загустевание нефти в связи ее охлаждения по мере подъема к устью скважин. Наиболее подвержены этим осложнениям малодебитные скважины, оборудованные УПШН.

Парафин откладывается на внутренней поверхности НКТ, уменьшая свободное сечения для движения добываемой жидкости, повышая сопротивление и увеличивая нагрузку на головку балансира и штанги, приводит к увеличению утечек в насосе и обрывам штанг.

Основными мерами борьбы с осложнениями от АСПО и загустевания нефти являются периодические обработки скважин горячей водой (ОГВ). С целью лучшей очистки глубинно-насосного оборудования в теплоноситель целесообразно добавлять химические реагенты. Для очистки приустьевой зоны скважины, а также фонтанной арматуры и манифольдов необходимо проведение пропарок с использованием ППУ.

Применение более эффективной промывочной жидкости, разработка оптимального графика проведения на скважинах ОГВ, постоянное уточнение и неукоснительное его выполнение обеспечат удовлетворительную работу скважин.

На месторождении с целью совершенствования метода ОГВ проводятся ОПИ реагента диспергатора СОНПАР 5401, предназначенного для удаления АСПО с глубинно-насосного оборудования, выкидных линий и трубопроводов в процессе добычи и транспортировки нефти. Реагент добавляется в раствор горячей воды с температурой 90 – 95°C (объем реагента 1 литр на 1 м³ горячей воды).

Обработка скважин проводится согласно утвержденному в АО «Озенмунайгаз» регламенту по проведению обработок скважин горячей водой.

Проблема очистки НКТ и насосных штанг решается проще и эффективнее путем периодических обработок скважин горячей водой (ОГВ). Тепловые промывки носят профилактический характер и стабилизируют добычу на период до 10 – 15 суток.

Следует отметить, что для удаления уже образовавшихся отложений АСПО на НКТ разработана целая гамма скребков различной конструкции.

Тем не менее, использование такого метода борьбы с АСПО осложняется тем, что для его применения часто необходима остановка работы скважины и предварительная подготовка поверхности труб (для некоторых видов скребков). Кроме того, возможно застревание скребков, обрыв их крепления и некоторые другие осложнения.

В последние годы вместо металлических пластинчатых скребков на штангах наплавляют пластиковые скребки. Также используется применение НКТ с внутренним полиамидным покрытием, покрытием из лаков, эмали. Использование таких методов на месторождениях «Татнефть» позволило увеличить МРП скважин до 3-х лет.

Также применение труб с полиамидным покрытием (высокая механическая, химическая и термическая стойкость) открывает большие перспективы их внедрения и на месторождении Узень. Для этого необходимо открытие трубного завода с использованием современного оборудования, передовых технологий, которые позволят динамично развиваться и решать сложные технические и технологические задачи.

Тепловые методы применяются в связи со способностью парафина плавиться при температурах выше 50°C. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла, который может быть помещен непосредственно в зону АСПО, или необходимо воздействовать на эти отложения теплосодержащим агентом, подготовленным на устье скважины. В настоящее время используют технологии с применением:

- горячей нефти или воды в качестве теплоносителя;
- острого пара;
- электродов наземного и скважинного исполнения;
- электродепарафинизаторов (индукционных подогревателей), осуществляющих подогрев нефти в скважине;
- реагентов, при взаимодействии которых протекают экзотермические реакции.

Тепловое воздействие на поток скважинной продукции, при котором температура жидкости остается выше температуры начала кристаллизации парафина по всей глубине скважины, является эффективным решением вопроса предупреждения образования АСПО. Такое воздействие осуществляют с помощью линейных нагревателей, в качестве которых на месторождениях применяется нагревательный кабель.

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся АСПО на НКТ. Для этой цели разработаны скребки различных конструкций.

Устьевое оборудование добывающих скважин также подвержено осложнениям, связанным с парафинизацией и загустеванием нефти.

Разработка оптимальных графиков проведения на устье скважин периодических пропарок с использованием паропередвижных установок (ППУ), постоянное

уточнение и неукоснительное их выполнение обеспечат длительную и удовлетворительную работу скважин.

Ингибиторная защита

Для защиты нефтепромыслового оборудования от АСПО рекомендуется применение ингибиторов парафиноотложения. Использование реагентов, предотвращающих отложения парафина, имеет то преимущество, что позволяет решать проблему с отложениями на всём пути движения сырья от скважины до перерабатывающего завода.

Воздействие реагента на процесс кристаллизации парафина заключается в образовании химической оболочки из реагента вокруг мелких частиц парафина за счёт сил ориентации. При этом снижается способность частиц парафина прилипать друг к другу и к поверхности оборудования. Парафин остается во взвешенном состоянии и легко переносится потоком. Кроме того, эффективные реагенты обладают свойствами воздействовать на уже отложившуюся массу парафина. Проникая в структуру, они образуют химическую оболочку вокруг отдельных частиц парафина и тем самым отделяют их от общей массы.

Проведено изучение растворяющей способности следующих растворителей: пентангексановая фракция (ПГФ), удалитель АСПО ASPO SK-70, толуол и их композиции.

Результаты исследований представлены в *таблице 1*.

Таблица 1 – Растворяющая способность растворителей по отношению к АСПО

№ п/п	Растворитель	Растворимость, %		
		1 час	2 часа	3,5 часа
1	2	3	4	5
1	Пентан-гексановая фракция (ПГФ) -100%	15,7	17,7	19,6
2	ASPO SK-70 -100%	8,9	14,3	17,4
3	ПГФ (50%) + ASPO SK-70 (50%)	10,8	11,8	12,9
4	Толуол – 100%	11,2	13,3	16,3
5	Толуол (50%) + ПГФ (50%)	10,4	15,5	16,5
6	Толуол (50%) + ASPO SK-70 (50%)	13,7	17,2	19,7

Как следует из представленных данных, растворяющая способность пентан-гексановой фракции составляет 19,6%, что незначительно выше толуола (16,3%).

Растворяющая способность реагента ASPO SK-70 составляет 17,4%. Растворяющая способность композиций данных реагентов составляет от 10,4 до 19,7%.

Также проведены исследования по растворяющей способности ароматического углеводорода (толуола) и гексана в различных соотношениях. Исследования проведены на образцах АСПО скважины 2109, где содержание труднорастворимых асфальтено-смолистых отложений высокое (62,9%). Данные исследований представлены в *таблице 2* и на *рисунках 2,3*.

Таблица 1 – Растворяющая способность растворителей по отношению к АСПО

Растворитель,%		Растворимость,%	
толуол	гексан	t-20	t-60
1	2	3	4
100	-	26	50,5
-	100	34,5	56,5
90	10	22,4	66,9
80	20	24,2	77,1
70	30	27,4	71
60	40	26,9	87
50	50	27,7	79,4
40	60	29,7	69
30	70	27,4	61
20	80	26,2	58,6
10	90	25	47,5

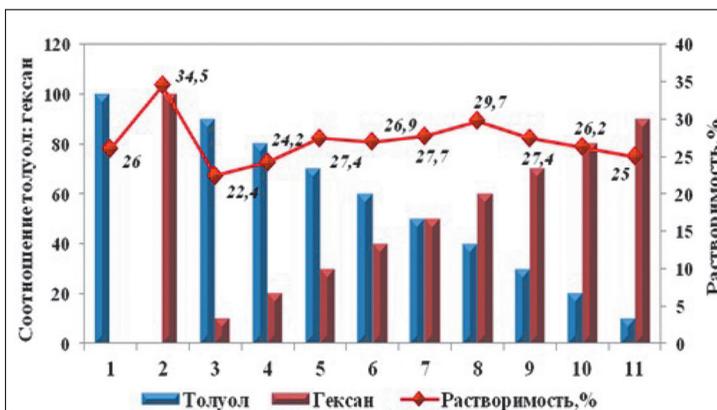


Рисунок 2 – Растворимость АСПО композицией толуол:гексан при T=20°C

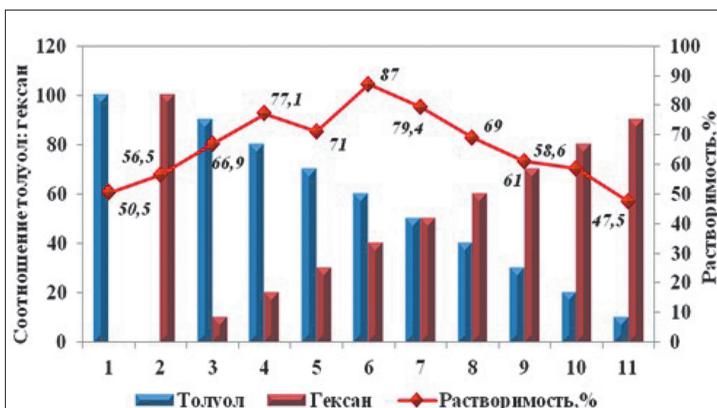


Рисунок 3 – Растворимость АСПО композицией толуол:гексан при T=60°C

Как видно из представленных данных, при T=20°C максимальная растворимость АСПО (27,7 и 29,7%) достигается при соотношении компонентов толуол: гексан 50:50 и 40:60.

При T=60°C максимальная растворимость АСПО (87 и 79,4%) достигается при соотношении компонентов толуол : гексан 60:40 и 50:50.

Проведены исследования по определению отмывающей способности водного раствора реагента АСПО СК-70, результаты представлены в *таблице 3*.

Таблица 3 – Результаты испытания растворения АСПО в хим.реагентах

Название реагента	Растворимость АСПО при температуре 60°C, % масс.				
	0,5 ч	1 ч	1,5 ч	2 ч	2,5 ч
1	2	3	4	5	6
АСПО СК-70 –2 % водный раствор	0,1	1,0	1,1	1,5	3,0
АСПО СК-70 –5 % водный раствор	2	7	20	56	81,5

Как следует из представленных данных, отмывающая способность 5% водного раствора реагента АСПО СК-70 высока и за 2,5 часа составляет 82%.

Проведены исследования по разработке состава, обеспечивающего нагрев при соединении эмульсионного состава с подкисленным нитритом аммония, позволяющий лучший отмыв поровых каналов от отложений, (% масс.):

- хлористый аммоний – 8%;
- нитрит натрия – 10%;
- соляная кислота – 0,15%;
- неонол – 2%;
- газоконденсат – 30%;
- вода – остальное.

Приготовление эмульсии осуществляется добавкой в воду 24% соляной кислоты и хлористого аммония при перемешивании. Далее добавляется нитрит натрия, неонол и газоконденсат и все тщательно перемешивается.

Следует отметить, что в нефтедобыче разработан достаточно широкий ассортимент химических реагентов для борьбы с АСПО. В настоящее время применяются следующие марки реагентов:

- бутилбензолная фракция (бутилбензол, изопропилбензол, полиалкилбензолы). Предложен к использованию СевКавНИПИнефть;
- толуольная фракция (толуол, изопентан, н-пентан, изопрен);
- СНПХ-7р-1 – смесь парафиновых углеводородов нормального изостроения, а также ароматических углеводородов (ОАО «НИИнефтехим», г. Казань);
- СНПХ-7р-2 – углеводородная композиция, состоящая их легкой пиролизной смолы и гексановой фракции (ОАО «НИИнефтехим», г. Казань);
- реагенты типа СНПХ-7200, 7400 – сложные смеси оксиалкилированных ПАВ и ароматических углеводородов (ОАО «НИИнефтехим», г. Казань);
- реагент ИКБ-4, оказывающий комплексное воздействие на АСПО и коррозию металла труб (ГУП «Институт нефтехимпереработки», г. УФА);

- ИНПАР (Опытный завод «Нефтехим», г. Уфа);
- СЭВА-28 – сополимер этилена с винилацетатом (ВНИИНП и ВНИИТнефть, г. Москва).

- ИНТАТ - растворитель АСПО (ООО «ТАТНЕФТЬ-ХИМСЕРВИС» г. Казань.)
Представляет собой композицию на основе неионогенного блоксополимера, окиси этилена и пропилена в органическом растворителе.

Сегодня на месторождении проводятся ОПИ реагента СОНПАР 5401 (г. Уфа) с целью определения эффективности в условиях добычи и транспортировки нефти в АО «Озенмунайгаз». Диспергатор СОНПАР 5401, в растворе горячей воды при температуре 90 – 95°C предназначен для удаления асфальтеносмолисто-парафиновых отложений с глубинно-насосного оборудования, выкидных линий и трубопроводов в процессе добычи и транспортировки нефти.

Следует также отметить, что для правильного выбора технологии необходимо учитывать накопленный опыт применения наиболее перспективных методов удаления и предотвращения отложений с учетом конкретных условий эксплуатируемого месторождения. Но многообразие условий разработки месторождений и различие характеристик добываемой продукции часто требует индивидуального подхода и даже разработки новых технологий

Необходимо постоянно изучать проблему парафиноотложений и находить эффективные пути ее решения.

Результаты и обсуждение. Проведены исследования по оценке эффективности эмульсии комплексного воздействия (ЭКВ) и водоуглеводородной эмульсии (ВУВЭ).

Внешний вид доставленных проб: Растворы проб ВУВЭ и ЭКВ доставлены в лабораторию ЦНЛИ.

ЭКВ – не однородная жидкость (эмульсия), темно-желтого цвета, без видимых дисперсных частиц.

ВУВЭ – однородная жидкость темного (черного) цвета, густая консистенция.

Методика эксперимента:

Эмульсии ЭКВ и ВУВЭ перед экспериментом перемешивались на мешалке (гомогенизатор) до однородной массы в течение 10 – 20 мин.

Оценка отмывающей и растворяющей способности ЭКВ и ВУВЭ проводилась с использованием перемешивающее устройство с постоянным нагревом (60°C) для обеспечения динамического режима.

Удаляющая способность отложения АСПО нанесенные на металлическую пластину проводилась в течение 1 часа.

Растворяющая способность отложения АСПО сформирована в виде шарика с добавлением и без ракушечника проводилась в течение 3 часов.

Растворяющая способность ЭКВ твердых минеральных отложений проводилась на солеотложениях месторождения Узень (скв. №4406).

Пробу солеотложения подсушивают, растирают в фарфоровой ступке до консистенции тонкого порошка. Отмывают пробу органическим растворителем (толуол) от нефтепродуктов. Доведенную до постоянной массы навеску солеотложения помещают в растворе ЭКВ, объемом 25 – 30 мл, и термостатируют при температуре 60°C в течение 2 часов.

Далее отфильтрованную массу высушивают до постоянной массы. Параллельно проводится контрольный опыт с соляной кислотой (12%).

Результаты эксперимента приведены в *таблицах 4 и 5*.

Таблица 4 – Определение отмывающей способности АСПО с поверхности металлической пластины эмульсии ВУВЭ и ЭКВ при температуре 60°C в течение 1 часа

№	Растворитель	Масса формы, гр	Масса формы с АСПО, гр эксперимент		Масса отложений, гр эксперимент		Эффективность, %
			до	после	до	после	
1.	ЭКВ	16,6211	17,1482	16,6257	0,5271	0,0046	99,13
3.	ВУВЭ	10,2503	10,7027	10,2736	0,4524	0,0233	94,85

Таблица 5 – Определение растворяющей способности АСПО эмульсии ВУВЭ и ЭКВ при температуре 60°C в течение 3 часов (отложения АСПО сформирована в виде шарика с добавлением ракушечника)

№	Растворитель	Масса формы, гр	Масса формы с АСПО, гр эксперимент		Масса отложений, гр эксперимент		Эффективность, %
			до	после	до	после	
1.	ЭКВ*	6,748	9,2674	8,2264	2,5194	1,4784	41,32
2.	ВУВЭ	9,4798	11,311	10,7350	1,8312	1,2552	31,45

*отложение АСПО с добавлением ракушечника

Визуально:

- раствор ЭКВ после эксперимента (1 и 3 ч.) образует не смешивающую эмульсию: верхний слой сильно окрашен, темный (черный) без частиц АСПО, нижний слой темно-желтого цвета без частиц АСПО;

- раствор ВУВЭ после эксперимента сохраняет темный цвет, имеются частицы АСПО;

- эмульсия ЭКВ и ВУВЭ во время эксперимента сильно вспениваются.

По результатам эксперимента растворяющая способность ЭКВ твердых минеральных отложений, термостатированный при температуре 60°C в течение 2 часов составляет – 95,40%. Контрольный образец соляная кислота (12%) растворяет – 97,74% неорганических отложений.

Выводы. Разработка месторождения ведется с поддержанием пластового давления, путем закачки в продуктивные пласты различного типа вод: Каспийского моря (хлормагниевого типа), сточных, поступающих с объектов предварительной и товарной подготовки нефти (хлоркальциевый тип).

Результаты физико-химических исследований позволили получить свойства и состав воды, и нефти пластовых (глубинные пробы) и поверхностных проб. Определить химический состав промышленных вод месторождения Узень (пластовая, сточная, морская), физико-химический состав твердых отложений: солеотложения, парафиноотложения и механические примеси.

Нефти месторождения Узень относятся к высокопарафинистым с содержанием парафина от 14 до 25%. Добыча нефти сопровождается понижением температуры, давления, частичной дегазацией, что оказывает существенное влияние на образование асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО). В результате этого из нефти выделяются и осаждаются в призабойной зоне и на нефтепромысловом оборудовании (АСПО).

АСПО ухудшают фильтрационную характеристику призабойной зоны пласта (ПЗП), снижают продуктивность скважин, приводят к преждевременному выходу из строя промыслового оборудования, в результате чего снижается добыча нефти, ухудшаются технико-экономические показатели нефтегазодобывающего предприятия.

Проблема АСПО обостряется солеотложениями, коррозией, выносом механических примесей, осложняя технологические процессы в добыче, транспорте, подготовке нефти, в системе технического водоснабжения и поддержания пластового давления, требуя постоянного изучения причин этих осложнений и поиска эффективных способов их предотвращения.

Для повышения эффективности удаления АСПО рекомендуется:

- разработать график периодической обработки скважин горячей водой (ОГВ), постоянно уточняя и строго придерживаясь его выполнения;

- для повышения эффективности удаления АСПО при проведении на скважинах ОГВ добавлять в горячую воду 5% водный раствор реагента АСПО СК-70;

- для растворения АСПО применять композиции «толуол – гексан» в соотношении 60:40 и 50:50;

Провести ОПИ способа очистки ПЗП от парафиносолеотложений. составом: хлористый аммоний – 7%, нитрит натрия – 7%, соляная кислота – 0,15%, неонол – 2%, газоконденсат – 30%, вода – остальное.

Растворители ВУВЭ и ЭКВ удаляют отложения АСПО нанесенные на металлические пластины в течение 1 часа.

Растворители ВУВЭ и ЭКВ обладают хорошими проникающими свойствами.

Растворитель ЭКС растворяет 95,40% твердых минеральных отложений в течение 2 часов. 🌐

Работа выполнена при поддержке Комитета науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстана (грант № AP19679430)

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Galiullina I.F. and Nosirov D.S. The use of esters as an inhibitor to prevent asphalt-resinous paraffin deposits// Journal of Physics: Conference Series 1753.- 2021. - 012071 IOP Publishing. doi:10.1088/1742-6596/1753/1/012071
- 2 Akhmetov R.T, Mukhametshin V.V and Kuleshova L.S. Simulation of the absolute permeability based on the capillary pressure curves using the dumbbell model J. Phys. // Conf. Ser. 1333(3). – 2019. – S.1-8. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/3/032001
- 3 Bikbulatova G.I, Galeev A.S, Boltneva Y.A, Larin P.A, Suleymanov R.N and Filimonov O.V. Optimization of pumping fixed volume of liquid on two directions Bull // of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering 330(1). – 2019. - S.134-144.
- 4 Galiullina I.F and Kadyrov R.R. Technical and economic background for siting production of well-killing liquid at oil fields // IOP Conf. Ser.: Earth Env. Sci. 194(8). – 2018.

- 5 Filimonov O.V and Galiullina I.F. Area of reservoir heating during steam cyclic treatment of oil wells // IOP Conf. Ser.: Earth Env. Sci. 194(8). – 2018.
- 6 Galiullina I.F and Kadyrov R.R. Technical and economic background for siting production of well-killing liquid at oil fields // IOP Conf. Ser.: Earth Env. Sci. 194(8). – 2018.
- 7 Gabdrakhmanova K.F., Soloviev N.N., Izmaylova G.R., Kuleshova L.S. and Marupov S.R. Equipment for paraffin removal from oil pipelines in order to ensure energy saving in Arctic conditions // IOP Conf. Ser.: Earth Env. Sci. 378(1). – 2019. DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012038
- 8 Zaripova L.M. and Gabdrakhimov M.S. A mathematical model of the pulsator for cleaning paraffin deposits of pipelines and downhole equipment // J. Phys.: Conf. Ser. 1333(3). – 2019. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/3/032095
- 9 Valiev D.Z., Kemalov R.A. and Kemalov A.F. Regulating temperature of oil saturation with paraffins to avoid asphaltene, resin and paraffin substances deposition during oil production // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 282. – 2019. - 012023 IOP Publishing. doi:10.1088/1755 - 1315/282/1/012023
- 10 Glushchenko V. et al Oilfield chemistry: Complications in a reservoir well system UPPN // MAX Press p 3282008
- 11 Kitov V., Kemalov R. Methods of asphalt-resinous and paraffinic deposit control Revista Publicando. - vol 4 no 13 (2). – 2017. - S.92-99
- 12 Ibragimov N. et al Complications in oil production (Ufa).- 2003. - S.302
- 13 Fink J. Oil field chemical (A. – T.: GPP). – 2003. - S.495
- 14 Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях // М:ООО «Недра- Бизнесцентр». - 2000
- 15 Каюмов М.Ш., Тронов В.П., Гуськов И.А., Липаев А.А. Учет особенностей образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство №3. - 2006. - S.48-49
- 16 Уэнг С.Л., Фламберг А., Кикабхан Т., Выбор оптимальной дисперсионной присадки // Нефтегазовые технологии №2. – 1999. - S.90-92
- 17 Ratov B. T., Fedorov B. V., Omirzakova E. J., Korgasbekov D. R. (2019). Development and improvement of design factors for PDC cutter bits. MIAB. Mining Inf. Anal. Bull. 2019; (11):73-80. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236-1493-2019-11-0-73-80
- 18 Biletskiy M. T., Ratov B. T., Kozhevnykov A. A., Baiboz A. R., Delikesheva D. N. (2018). Updating the theoretic model of rock destruction in the course of drilling // News of the national academy of sciences of the republic of Kazakhstan series of geology and technical sciences. ISSN 2224-5278 Volume 2, Number 428 (2018), 63 – 71
- 19 Kozhevnykova A.A., Ratov B.T. , Filimonenkoc N. T.. (2014). Classification of fluids fed by displacement pumps. Int. J. Chem. Sci.: 12(4), 2014, 1161-1168, ISSN 0972-768X
- 20 Shipulin A.V., Nifontov Y.A., Ratov B.T., Fedorov B.V., Zhanabayev T.A. (2014). To the issue of searching an alternative heating method for bottom hole zone of the oil formation. Life Sci J 2014; 11(10s):457-460] (ISSN:1097-8135).
- 21 Ratov B. T., Fedorov B. V., Zhanabayev T.A. (2014). Vibroimpulsnoe technology development of productive layers. Int. J. Chem. Sci.: 12(1), 2014, 253-259 (ISSN 0972-768X).
- 22 Ratov B.T., Fedorov B.V. and Zhanabayev T.A. (2013). The Causes of Fluctuation of Hydrodynamic Pressure in Wells and Recommendations for its Reduction. Life Sci J 2013;10(12s):589-591] (ISSN:1097-8135).
- 23 Ratov B.T., Fedorov B.V. (2013). Hydroimpulsive Development of Fluid-Containing Recovery. Life Sci J 2013;10(11s):302-305 (ISSN:1097-8135).

- 24 Kassenov A.K., Ratov B.T., Moldabekov M.S., Faizulin A.Z., Bukenova M.S. (2016). The reasons of formation of oil seals when drilling geotechnological wells for underground leaching of uranium ores / Report on the 16th International Multidisciplinary Scientific GeoConference, Albena, Bulgaria, 2016, Conference Proceedings, ISBN 978-619-7105-55-1 / ISSN 1314-2704, 30 June - 6 July, 2016, Book 1 Vol.1, 633-639 pp. DOI: 10.5593/SGEM 2016B11
- 25 Ratov B.T., Fedorov B. V., Sabirov B., Pozdeeva G.P., Otebaev M. (2015). On some trends in construction improvements of rock cutting tools for drilling oil and gas wells. Report on the 15th International Multidisciplinary Scientific GeoConference, Albena, Bulgaria, Conference Proceedings, ISBN 978-619-7105-31-5 / ISSN 1314-2704, June 18-24, 2015, Book1 Vol. 1, 809-814 pp. DOI: 10.5593/B11/S6.103.
- 26 Kasenov A.K., Biletskiy M.T., Ratov B.T and Korotchenko T.V. (2015). Problem analysis of geotechnical well drilling in complex environment. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 24 (2015) 012026 doi:10.1088/1755-1315/24/1/012026.
- 27 Сийлканова А.О., Узбеков Н.Б., Ратов Б.Т., Степаненко Н.П. (2023) О суточной периодичности потока слабых землетрясений на территории Жонгаро-Северо-Тянь-Шаньского региона. Труды университета №2 (91) 2023 С:148-153. (ISSN 1609-1825), (ISSN Print) (2710-3382) (Online) г.Караганда. https://doi.org/10.52209/1609-1825_2023_2_148
- 28 Ратов Б.Т., Хоменко В.Л., Бораш Б.Р. и др. (2023) Совершенствование технологии бурения водозаборных скважин большого диаметра. Горный журнал Казахстана № 2 (214) 2023г. С: 29-35. (ISSN 2227-4766) г. Алматы. <https://doi.org/10.48498/minmag.2023.214.2.003>
- 29 Ратов Б.Т., Бораш А.Р., Муратова С.К. и др. (2023). Разработка нового устройства для осуществления имплозионного метода освоения скважин. Нефть и газ 2023 1(133). С.29-42. <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2023-1.03>
- 30 Б.Т.Ратов, В. Л. Хоменко, Е.А.Коровяка, Б.Ф.Сабиоров, Б.Р.Бораш и др. Разработка устройства подачи воздуха для бурения скважин с обратной промывкой с использованием эрлифта // Журнал Нефть и Газ №6 (132) 2022г. С: 33-47. (ISSN 1562-2932//2708-0080). г.Алматы DOI: 10.37878/2708-0080/2022-6.03
- 31 Ратов Б.Т., Федоров Б.В., Куттыбаев А.Е., Койбакова С.Е., Бораш А.Р. Научные основы создания алмазных буровых инструментов кольцевого типа / Журнал Нефть и Газ №4 (130) 2022г. С: 58-73. (ISSN 1562-2932//2708-0080). г.Алматы; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2022-4.04>
- 32 Ратов Б.Т., Сарбопеева М.Д., Тогашева А.Р., Баямирова Р.У. Концептуальный подход к разработке методов прогнозирования оптимального времени работы долота // Журнал Нефть и Газ №6 (125) 2021г. С: 91-99. (ISSN 1562-2932//2708-0080). г.Алматы DOI: 10.37878/2708-0080/2021-6.05