

УДК 622.311.23
DOI 10.56525/MFGT7243

АНАЛИЗ И ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОСЛОЖНЕНИЙ НА СКВАЖИНАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АККАР

Р.У. Баямирова¹, О.Г. Хайитов²

¹Университет Есенова, Актау, Казахстан
e-mail: ryskol.bayamirova@yu.edu.kz;

²Ташкентский государственный университет; Республика Узбекистан
e-mail: o_hayitov@mail.ru

Аннотация: В статье рассмотрены особенности образования асфальтено-смолопарафиновых отложений (АСПО) при добыче тяжелых высокопарафинистых нефтей на примере месторождения Северный Аккар Мангистауской области Республики Казахстан. Показано, что высокий уровень содержания парафинов, смол и асфальтенов в сочетании с термодинамическими условиями эксплуатации скважин приводит к интенсивному образованию органических отложений в продуктивном пласте, призабойной зоне и насосно-компрессорных трубах, существенно осложняя процесс добычи нефти. Проанализирована эффективность тепловых и кислотных методов воздействия на скважины, подверженные АСПО. Установлено, что тепловые обработки позволяют стабилизировать работу скважин и увеличить межочистной период, однако носят временный характер. Обоснована целесообразность применения профилактических методов, включая использование ингибиторов парафиноотложений и комбинированных химико-тепловых технологий.

Ключевые слова: тяжелая нефть, асфальтено-смолопарафиновые отложения, тепловые обработки, соляно-кислотная обработка, межочистной период, ингибиторы парафиноотложений.

Введение.

В настоящее время в переработку все чаще вовлекаются тяжелые нефти, характеризующиеся высоким содержанием высокоплавких парафиновых углеводородов, а также смолисто-асфальтеновых компонентов. По данным Международного энергетического агентства (МЭА), тяжелые нефти [1] составляют не менее половины мировых [2] извлекаемых ресурсов углеводородного сырья. К тяжелым относят нефти с плотностью 20°API и ниже.

Процессы добычи тяжелых нефтей существенно осложняются образованием органических отложений, включающих парафиновые, смолистые и асфальтеновые компоненты. Формирование данных отложений негативно влияет на эффективность эксплуатации скважин и надежность работы промышленного оборудования, приводя к возникновению технологических осложнений в ключевых элементах единой системы нефтедобычи. Наиболее уязвимыми зонами являются продуктивный пласт, призабойная зона скважин, а также системы сбора и транспорта нефти [3,4], где отложения способствуют снижению проницаемости, ухудшению гидродинамических характеристик и увеличению эксплуатационных затрат.

Для анализа процессов образования органических отложений и оценки эффективности мероприятий по их предотвращению был выбран объект с типичной тяжелой нефтью - месторождение **Северный Аккар**, расположенное в Мангистауской области Республики Казахстан.

Месторождение Северный Аккар открыто в 1989 году. При опробовании среднетриасовых отложений на скважине 1 был получен фонтанный приток нефти, что свидетельствует о высокой промышленной продуктивности пласта.

В административном отношении месторождение расположено в Каракиянском районе Мангистауской области, в 58 км к северо-востоку от города Актау и в 30 км к северо-западу от поселка Жетыбай. К югу от месторождения проходят асфальтированное шоссе Жанаозен–Актау и железная дорога Жанаозен - ст. Мангышлак - Атырау, а также магистральный нефтепровод Жанаозен – Атырау - Самара. Местность пересечена многочисленными грунтовыми дорогами, пригодными для движения автотранспорта в сухой сезон.

С орографической точки зрения район представляет собой слабовсхолмленную равнину, понижающуюся с северо-востока на юго-запад, с абсолютными отметками от +105 до +162 м. Геологические и инфраструктурные особенности месторождения делают его удобным для проведения комплексных исследований процессов образования органических отложений и разработки мероприятий по их предупреждению.

Месторождение характеризуется высокой пластовой температурой (113–129 °С) и значительным содержанием парафина в нефти (15–22%), что приводит к осложнениям в процессе добычи и требует применения специальных методов предупреждения и удаления отложений на стенках насосно-компрессорных труб (НКТ).

Целью работы является анализ процессов образования АСПО на месторождении Северный Аккар и оценка эффективности применяемых и рекомендуемых мероприятий по их предупреждению и удалению.

Материалы и методы. Считается [3], что на интенсивность образования органических отложений влияют различные факторы, однако основополагающим является **групповой химический состав нефти**. В частности, ключевую роль играет количественное содержание в нефти высокомолекулярных соединений — парафинов, смол и асфальтенов, которые определяют характер процессов структурообразования в нефтяной системе. Важными являются не только их абсолютные концентрации, но и состав, молекулярная структура и взаимное соотношение компонентов [5,6]. Именно эти параметры определяют характер взаимодействия высокомолекулярных компонентов нефти при пониженных температурах, когда возрастают силы межмолекулярного взаимодействия между отдельными соединениями, способствуя образованию органических отложений.

В 2009-2010 гг. были выполнены «Авторские надзоры за реализацией технологической схемы разработки месторождения Северный Аккар» [7,8], целью которых являлся уточнение геологического строения залежей, обобщение фактических данных, их сопоставление с утвержденными проектными показателями разработки, выявление и анализ причин отклонения отдельных технологических параметров и выдача рекомендаций по дальнейшей разработке месторождения.

На сегодняшний день основным способом поддержания работоспособности скважин, подверженных образованию парафиновых, смолистых и асфальтеновых отложений (АСПО), являются тепловые методы - обработка горячей нефтью и горячей водой. Проведен анализ результатов применения тепловых обработок скважин за период 2015–2019 гг., направленных на восстановление их работоспособности (таблица 1).

Таблица 1 - Показатели эксплуатации скважин УШГН 2016-2019гг.

Года	Количество		Параметры работы в среднем на 1 скважину за анализируемый период				Среднее значение $K_{вст}$ (по нефти)	Примечание
	скважин	обработок	Q_n , т/сут	Q_j , т/сут	%, обвод.	МОП, сут		
2015	15	104	3,2	4	18	47	0,5	частичное восстановление
2016	6	10	3,4	5,6	21	198	1,1	полное восстановление
2017	7	18	3,2	5	29	120	0,9	частичное восстановление
2018	7	23	3,2	5	34	118	1	полное восстановление
2019	7	38	2,7	5	46	62	0,8	частичное восстановление

Анализ данных показывает, что применение тепловых обработок способствует восстановлению работоспособности скважин. При этом эффективность мероприятий зависит от количества обработок, химического состава нефти и гидродинамических характеристик каждой скважины, что подчеркивает необходимость индивидуального подхода к планированию эксплуатационных мероприятий. Кроме того, результаты анализа позволяют оценить динамику образования органических отложений в различных условиях эксплуатации и выявить наиболее уязвимые скважины, требующие повышенного контроля. Данный подход обеспечивает возможность оптимизации программы профилактических и восстановительных работ, сокращения простоев оборудования и снижения эксплуатационных затрат. Для дальнейших исследований рекомендуется внедрение комплексных методов контроля и прогнозирования образования парафиноасфальтосмолистых отложений с учетом химического состава нефти и температурного режима пласта.



Рисунок 1 - Динамика МООП по скважинам за период 2015-2019гг.

Как показывают представленные данные, наибольшая величина МООП (198 сут) приходится на период 2016г, при этом оценка успешности проводимых восстановительных работ по коэффициенту восстановления $K_{вст}$ составляет 1,1, т.е. восстановление продуктивности произошло на всех скважинах (полное восстановление), отмечается и частичное восстановление продуктивности на скважинах в разные периоды 2015г., 2017г., 2019г. Тем не менее, в целом за анализируемый период, тепловые промывки позволили в большей части стабилизировать работу скважин.

Однако для достижения успешного решения проблемы парафиноотложений особое место следует отводить предупреждению возможных осложнений, чему до настоящего времени не придается достаточного значения.

Как показывает опыт промысловых работ, при добыче высокопарафинистых нефтей применяют реагенты - ингибиторы парафиноотложений, позволяющие решать проблему с отложениями на всем пути движения добываемой продукции.

Выбор способа борьбы с асфальтено-смолопарафиновыми отложениями должен основываться на экспериментальных результатах и технико-экономической оценке. Целесообразно для предупреждения выпадения твердых отложений в скважинах провести лабораторные исследования по определению их компонентного состава и подбору растворяющего агента отложений, а также по подбору эффективных и экономически выгодных ингибиторов парафиноотложений.

Также для увеличения эффективности удалителей АСПО предложены составы, содержащие углеводородный растворитель и различные поверхностно-активные вещества

(ПАВ). ПАВ, вводимые в составы в количестве до 3 %, повышают поверхностную активность растворителей и эффект диспергирования АСПО.

Обработка призабойной зоны углеводородными растворителями с последующей дозировкой ингибиторов парафиноотложений позволит в дальнейшем надежно защитить коммуникации нефтедобывающих промыслов от отложений АСПО и максимально увеличить межочистной период скважин и выкидных линий.

В рамках работы использовались следующие материалы:

- данные эксплуатации скважин (дебиты нефти и жидкости, обводненность);
- результаты применения тепловых методов воздействия (обработка горячей нефтью и горячей водой);
- показатели межочистного периода (МОП) и коэффициента восстановления скважин;
- результаты проведения соляно-кислотных обработок (СКО).

Для оценки эффективности мероприятий применялись методы сравнительного анализа технологических параметров скважин до и после проведения воздействий. Особое внимание уделялось влиянию группового химического состава нефти, а именно содержанию парафинов, смол и асфальтенов, на интенсивность образования органических отложений.

В качестве методов борьбы с АСПО рассматривались тепловые обработки, кислотные обработки призабойной зоны, применение углеводородных растворителей и ингибиторов парафиноотложений, а также комбинированные технологии с использованием поверхностно-активных веществ.

Результаты исследований.

Методы воздействия на призабойную зону скважин и анализ их эффективности

На месторождении 08.06.18г. в скважине 13 с целью очистки э/к в интервале 2974-2920 м проведена СКО с использованием пакера. Было закачено 27,2 м³ кислотного раствора, в том числе: HCL 20% - 15,77 м³, кислоты уксусной 3% - 0,816 м³, Вводы – 10,667 м³. Скважину оставили на реагирование 6 часов.

Результаты влияния СКО на технологические параметры скважины представлены в таблице 2 и на рисунке 2.

Таблица 2 - Технологические параметры скважины до и после СКО

№ п/п	№ скважины	Дата проведения СКО	Qн, т/сут		Qж, т/сут		Обвод.,%	
			до	после	до	после	до	после
1	13	08.06.18г	4,7	2	7	3,2	32	38

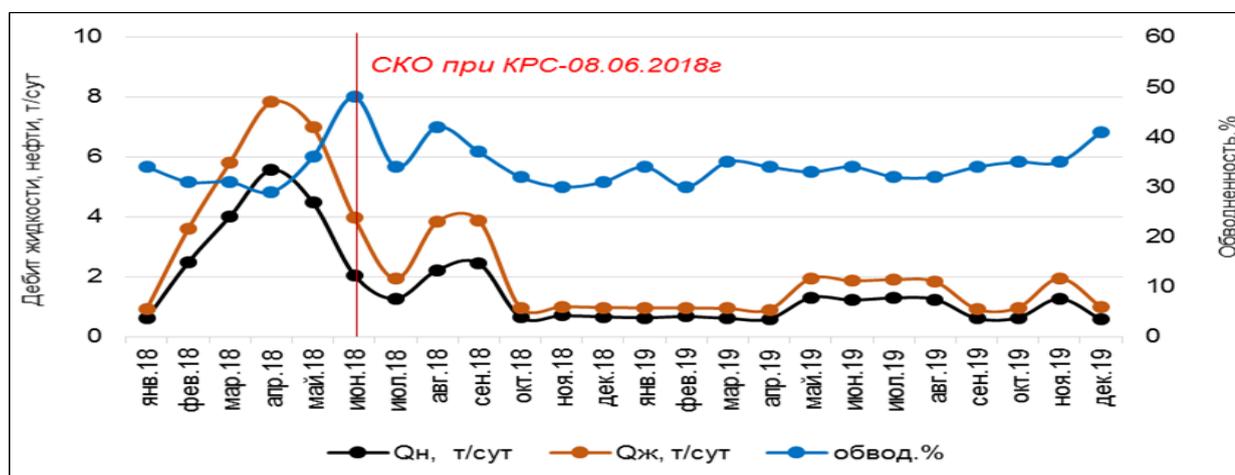


Рисунок 2 – Технологические параметры скважины до и после СКО

Как показывают представленные данные, положительного результата не получено. Причиной снижения дебита нефти является неудовлетворительная работа глубинного насоса (утечка клапана насоса).

Следует отметить, что необходимо совершенствовать технологию СКО. В настоящее время распространен метод целевой доставки рабочей кислотной жидкости к наиболее загрязненным зонам пласта или к наиболее засоренным перфорационным отверстиям. Для этого в технологических работах широко используется колтюбинг (колонна гибких труб). Целесообразность применения колтюбинга для этих операций объясняется высокой эффективностью.

Представлены выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин за период 2015-2019гг. в таблице 3.

Таблица 3 - Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин

№ п/п	Наименование периода	Виды мероприятий	Объемы применения скважино-операций	Периодичность, сут.	Примечание
1	2015-2019гг.	ОГВ, ОГН	193	109	Стабилизируют работу скважин на непродолжительный период
2	На период прогноза	На период прогноза			Применение тепловых обработок стабилизируют работу скважин. Несут профилактический характер
3		ОГВ, ОГН	По мере выявления осложненных скважин	Удаление и защита подземного оборудования от парафиноотложений. Увеличение МОП.	
3		Обработка растворителем, с последующей дозировкой ингибитора парафиноотложений	По мере выявления осложненных скважин	Удаление и защита подземного оборудования от парафиноотложений. Увеличение МОП.	
4		СКО	По мере выявления осложненных скважин	Проводить СКО с целью повышения проницаемости, улучшения соотвечаемости со стволом скважины и увеличения системы трещин или каналов для облегчения притока и снижения энергетических потерь в ограниченной области пласта.	

Эффективность тепловых обработок скважин

Проведен анализ результатов применения тепловых обработок скважин за период 2015–2019 гг., направленных на восстановление их работоспособности. Основные показатели эксплуатации скважин УШГН представлены в таблице 1.

Анализ данных показывает, что применение тепловых обработок способствует восстановлению работоспособности скважин. Средняя величина межочистного периода изменялась в пределах от 47 до 198 суток. Наибольшее значение МОП (198 сут) зафиксировано

в 2016 году, при этом коэффициент восстановления по нефти составил 1,1, что соответствует полному восстановлению продуктивности.

В отдельные периоды (2015, 2017, 2019 гг.) наблюдалось частичное восстановление продуктивности скважин. В целом тепловые промывки позволили стабилизировать работу большинства скважин в анализируемый период.

Результаты кислотной обработки призабойной зоны

08.06.2018 г. в скважине №13 проведена соляно-кислотная обработка эксплуатационной колонны в интервале 2974–2920 м с использованием пакера. Общий объем закачанного кислотного раствора составил 27,2 м³, включая 20 %-ную соляную кислоту, 3 %-ную уксусную кислоту и воду. Время реагирования составило 6 часов.

Сравнение технологических параметров скважины до и после СКО показало снижение дебита нефти с 4,7 до 2,0 т/сут и увеличение обводненности с 32 до 38 %. Положительного технологического эффекта в результате проведенной обработки получено не было.

Обсуждение

Полученные результаты свидетельствуют о том, что тепловые методы воздействия являются эффективным инструментом временного восстановления работоспособности скважин, подверженных образованию АСПО. Эффективность тепловых обработок определяется частотой их проведения, химическим составом нефти и гидродинамическими условиями эксплуатации конкретных скважин.

Отсутствие положительного эффекта от СКО в скважине №13 обусловлено, вероятно, неудовлетворительной работой глубинного насоса, а также недостаточной селективностью доставки кислотного раствора в наиболее загрязненные зоны пласта. В связи с этим перспективным направлением является применение технологий целевой доставки реагентов с использованием колтюбинговых установок.

Анализ промыслового опыта показывает, что для устойчивого решения проблемы АСПО целесообразно смещать акцент с восстановительных мероприятий на профилактику осложнений. Применение ингибиторов парафиноотложений и углеводородных растворителей с добавками ПАВ позволяет обеспечить защиту оборудования на всем пути движения добываемой продукции и увеличить межочистный период.

Выводы

1. Установлено, что при добыче высокопарафинистой нефти месторождения Северный Аккар образование асфальтено-смолопарафиновых отложений является одним из основных факторов осложнения эксплуатации скважин.

2. Тепловые обработки (ОГВ и ОГН) являются эффективными профилактическими мероприятиями и позволяют стабилизировать работу скважин, обеспечивая увеличение межочистного периода.

3. Проведение соляно-кислотных обработок требует строгого соблюдения критериев применимости технологии и совершенствования способов доставки реагентов в призабойную зону.

4. Рекомендуется проведение лабораторных исследований по подбору наиболее эффективных и экономически обоснованных реагентов для предупреждения и удаления парафиноотложений, а также внедрение комплексных химико-тепловых методов воздействия.

ЛИТЕРАТУРА

1. Юдина Н.В., Прозорова И.В., Турфакина Л.М., Лоскутова Ю.В. Композиции для очистки нефтепромыслового оборудования от асфальтосмолопарафиновых отложений. – Химия в интересах устойчивого развития, 1999, №7, с. 315-319.

2. Martínez-Palou R., Mosqueira M., Zapata-Rendón B., Mar-Juárez E., Bernal-Huicochea C., Clavel-López J., Aburto J. Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review. – Journal of Petroleum Science and Engineering, 2011, № 75, p. 274–282.

3. Гуторов А.Ю., Петрова Л.В. Механизм и условия образования асфальтосмолопарафиновых отложений в условиях завершающей стадии разработки нефтяных месторождений. – Нефтепромысловое дело, 2014, № 2, с. 23-26.

4. Иванова Л.В., Кошелев В.Н., Васечкин А.А., Буров Е.А., Примерова О.В. Особенности образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки месторождений. – Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011, № 4 (265), с. 159-167.

5. 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, 2006, № 3, с. 48–49.

6. Минеев Б.П., Болигатова О.В. Два вида парафина, выпадающего на подземном оборудовании скважин в процессе добычи нефти. – Нефтепромысловое дело, 2004, № 12, с. 41–43.

7. Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых (ГКЗ) материалов по подсчету запасов нефти, природного газа, конденсата и попутных компонентов. – Алматы, 1997.

8. Коростышевский М.Н., Попова Л.А. и др. Подсчет запасов нефти и газа группы месторождений Карагинской седловины Мангистауской области РК по состоянию на 01.07.93 г. Отчет № 76/91. – Актау: КазНИПИнефть, 1993.

АҚҚАР КЕН ОРНЫНЫҢ ҰНҒЫМАЛАРЫНДАҒЫ ПАЙДАЛАНУ АСҚЫНУЛАРЫНЫҢ АЛДЫН АЛУ ЖӨНІНДЕГІ ІС-ШАРАЛАРДЫ ТАЛДАУ ЖӘНЕ НЕГІЗДЕУ

Р.У. Баямирова¹, О.Г. Хайитов²

¹Есенов университеті, Актау, Қазақстан

e-mail: ryskol.bayamirova@yu.edu.kz;

²Ташкент Мемлекеттік университеті; Өзбекстан Республикасы

e-mail: o_hayitov@mail.ru

Аңдатпа. Мақалада Қазақстан Республикасының Маңғыстау облысындағы Солтүстік Аққар кен орны мысалында жоғары парафинді ауыр мұнайды өндіру кезінде асфальт-шайыр-парафин шөгінділерінің (АШПШ) түзілу ерекшеліктері қарастырылған. Парафиндердің, шайырлардың және асфальтендердің жоғары мөлшері ұнғымаларды пайдаланудың термодинамикалық жағдайларымен үйлесімде өнімді қабатта, ұнғыманың кенжар аймағында және сорғы-компрессорлық құбырларда органикалық шөгінділердің қарқынды түзілуіне әкеледі, бұл мұнай өндіру процесін едәуір қиындатады. Асфальт-шайыр-парафин шөгінділеріне ұшыраған ұнғымаларға әсер етудің жылулық және қышқылдық әдістерінің тиімділігі талданды. Жылулық өңдеулер ұнғымалардың жұмысын тұрақтандыруға және тазалау аралығын ұлғайтуға мүмкіндік беретіні анықталды, алайда олардың әсері уақытша сипатқа ие. Парафин шөгінділерінің ингибиторларын және кешенді химиялық-жылулық технологияларды қолдану арқылы алдын алу шараларын енгізудің орындылығы негізделген.

Түйін сөздер: ауыр мұнай, асфальт-шайыр-парафинді шөгінділер, термиялық өңдеу, тұз-қышқылды өңдеу, тазарту кезеңі, парафинді тұндыру ингибиторлары.

ANALYSIS AND JUSTIFICATION OF MEASURES TO PREVENT OPERATIONAL COMPLICATIONS AT THE WELLS OF THE AKKAR FIELD

R.U. Bayamirova¹, O.G. Khayitov²

¹ Yessenov University, Aktau, Kazakhstan

e-mail: ryskol.bayamirova@yu.edu.kz;

²Tashkent State University; Republic of Uzbekistan

e-mail: o_hayitov@mail.ru

Abstract: The article discusses the features of the formation of asphaltene-tar-paraffin deposits (AFS) during the extraction of heavy, highly paraffinic oils using the example of the Severny Akkar deposit in the Mangistau region of the Republic of Kazakhstan. It is shown that high levels of paraffins, resins, and asphaltenes combined with thermodynamic conditions of well operation lead to intensive formation of organic deposits in the reservoir, bottom-hole zone, and tubing, significantly complicating the oil production process. The effectiveness of thermal and acidic methods of influencing wells exposed to AFS is analyzed. It has been established that heat treatments can stabilize the operation of wells and increase the intertreatment period, but they are temporary. The expediency of using preventive methods, including the use of paraffin deposition inhibitors and combined chemical and thermal technologies, is substantiated.

Keywords: heavy oil, asphaltene-tar-paraffin deposits, heat treatment, hydrochloric acid treatment, intertreatment period, paraffin deposition inhibitors.