

УДК 622.276.4

А. Т. Жулумбетов, магистрант,

Л. А. Рахимова, старший преподаватель,

А. А. Рахимов, кандидат технических наук, доцент

Западно-Казахстанский аграрно-технический университет им. Жангир хана, г.Уральск, РК

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «АКИНГЕН»

Аннотация

В статье на основе обзора литературных источников сделан анализ и выбор методов борьбы с парафиноотложениями для повышения продуктивности пласта.

***Ключевые слова:** нефть, дебит, воздействие, призабойная зона, асфальто-смолистые и парафиновые отложения, ингибитор.*

Асфальто-смолопарафиновые отложения (АСПО) в условиях высокой обводненности скважин при низких забойных давлениях образуются в соответствии со следующей теоретической моделью. Единственным источником возникновения асфальто-смолопарафиновых отложений являются молекулы парафина, растворенные в нефти и выстраивающие кристаллическую решетку твердой фазы. Кристаллы парафина, образующие плотные отложения на поверхности при снижении температуры на ней ниже температуры кристаллизации.

На поздней стадии разработки увеличивается глубина формирования АСПО, что обусловлено интенсивным снижением пластовой температуры за счет большого количества холодной воды, а, следовательно, общем снижении теплового потока.

Например: пластовая температура в начале разработки Акингенского месторождения составляла 410С, а максимальное её значение, зафиксированное в 2013 году, равно 330С.

В процессе разработки залежей при заводнении состав пластовой нефти значительно изменяется. При контактировании с водой такие компоненты растворенного в нефти газа, как азот и метан, переходят в вытесняющую воду. В результате снижается давление насыщения нефти газом, повышаются плотность и вязкость, а так же относительное содержание высокомолекулярных компонентов в нефти. Наличие асфальто-смолистых веществ в нефти значительно влияет на процесс кристаллизации. В присутствии смол и асфальтенов происходит глубокое изменение формы и структуры кристаллов. Адсорбция асфальто-смолистых веществ на поверхности кристалла приводит к возникновению дендритных структур большого объёма и низкой плотности, свободные полости которых заполнены нефтью. Таким образом, увеличение содержания смолистых веществ в составе нефти изменяет форму и структуру образующихся АСПО. Присутствие воды в добываемой продукции обуславливает проявление факторов, влияющих на формирование данных отложений [1].

В АСПО содержатся значительные количества механических примесей и воды. Так, по данным ЦНИЛ «Тенгизмунайгаз», в 2000-2002 гг. массовое содержание связанной воды в отложениях составило 4-49%, механических примесей до 15 %. Это свидетельствует о значительной несплошности растущих отложений и их замуравывании надстраивающимися друзьями парафина. Таким образом, на поздней стадии разработки нефтяных месторождений, характеризуемой высокой обводненностью скважин, значительно изменяются условия и механизм доставки носителя парафина (нефти) в область формирования отложений, а механизм формирования самих отложений не меняется.

Применяются механические, химические, тепловые и физические методы борьбы с АСПО, а также их комбинации, причем комбинациями различных методов охвачено более 75 % фонда скважин. В качестве дополнительного метода борьбы с АСПО в Тенгизе на 77,9% осложненного фонда скважин, эксплуатируемых УШГН, используются промывки различного типа (дистиллятом, дистиллятом в комбинации с нефтью, горячей нефтью). Наиболее эффективным методом борьбы с парафином является химический метод, который основан на добавке в поток жидкости при помощи агрегатов ЦА 320 М и АКПП -500, ДРС и ДРП-1, а также УДЭ и УДС, химических реагентов, способных гидрофилизацию стенок труб, увеличению числа центров кристаллизации парафина в потоке, повышению дисперсности частиц парафина в нефти. Такими растворителями могут быть водо- и нефтерастворимые ПАВ. Существует множество типов отечественных и импортных ингибиторов для предотвращения и удаления отложений парафина. Большинство реагентов способствует так же предупреждению образования или разрушению водонефтяных эмульсий. Наиболее эффективные реагенты СНПХ – 7202, 7204, 7400. На месторождениях предлагается применять ингибитор для предотвращения и удаления отложений парафина СНПХ-7215, который закачивается в затрубное

пространство скважины при помощи агрегатов УЭД и УДС [2].

Анализ физико-химического состава углеводородного сырья месторождения Акинген показывает различное, часто довольно высокое содержание парафина в нефти. Наличие в нефти от 3,1% до 12,4% парафина обуславливает возникновение проблемы, связанной с отложением парафина в подземном и наземном технологическом оборудовании. Для предотвращения отложения парафина необходимо проведение различного рода мероприятий, направленных на предупреждение и устранения последствий образования отложений. Асфальто-смолистые и парафиновые отложения (АСПО) содержатся в составе нефтей почти во всех нефтедобывающих районах РК. Химический состав АСПО зависит от свойств добываемой нефти, термо- и гидродинамических условий продуктивных пластов, геологических и физических особенностей, способа разработки и эксплуатации месторождений [1].

Парафиновые отложения в нефтепромысловом оборудовании формируются в основном вследствие выпадения (кристаллизации) высокомолекулярных углеводородов при снижении температуры потока нефти. Состав парафиновых отложений зависит от состава нефти и термодинамических условий, при которых формируются отложения. В зависимости от условий кристаллизации состав парафиновых отложений даже в одной скважине весьма разнообразен. Различаются они по содержанию асфальтенов, смол и твердых углеводородов. Нередко парафиновые отложения содержат воду и механические примеси. На интенсивность парафиновых отложений оказывает влияние обводненность продукции в скважинах.

АСПО снижают производительность скважин, увеличивают износ оборудования, расходы электроэнергии и давление в выкидных линиях. Поэтому борьба с АСПО – актуальная задача при интенсификации добычи нефти.

Методы борьбы с АСПО предусматривают проведение работ по предупреждению выпадения и удалению уже образовавшихся осадков. Предупреждение образования АСПО достигается нанесением защитных покрытий на поверхности труб и другого оборудования из гидрофильных материалов, а также введением в поток добываемой нефти различных ингибиторов.

Удаление АСПО достигается путем чистки поверхности труб и оборудования механическими скребками, тепловой и химической обработкой продукции скважин.

Основные исследования механизма образования отложений парафина были выполнены в 50 – 60 годах, когда на крупнейших отечественных месторождениях нефти добывалась в основном безводная продукция и проблема образования парафиновых отложений стояла очень остро. Межочистной период эксплуатации некоторых скважин составлял всего лишь 3 - 4 часа.

На поздней стадии разработки нефтяных месторождений изменились геолого-технические условия добычи нефти, и расширилась область возможного формирования отложений.

Из механических методов можно выделить применение скребков центраторов-депарафинизаторов. При эксплуатации скважин ШГНУ основным способом борьбы с АСПО ” является механический, т.е. использование штанг с наплавленными центраторами-депарафинизаторами, наплавленными скребками-центраторами, плавающими скребками-центраторами завода “Радиоприбор”, использование стеклопластиковых штанг и различных покрытий НКТ.

Использование штанг со скребками центраторами-депарафинизаторами основан на создании критических скоростей движения нефтяных эмульсий в НКТ (центраторами, создающими скорости выше критической, при которых не происходит отложения парафина на стенках НКТ и теле штанг). Критические скорости потока создаются за счет заданного кольцевого сечения между стенками НКТ и центратором цилиндрической формы неподвижно наплавленного на тело штанги.

В последнее время начали применять новые виды скребков центраторов депарафинизаторов из полиамидной смолы. Очистка от парафина металлических поверхностей НКТ и штанг достигается при определенном и строго заданном угле наклона режущих кромок скребка, при его возвратно-поступательных и вращающихся движениях. Косые пазы, выполненные по периметру рабочей поверхности скребка обеспечивают достаточный проток жидкости. В зависимости от размеров труб и штанг меняется размер скребков центраторов-депарафинизаторов.

Срок службы скребков центраторов-депарафинизаторов (по паспорту) составляет 5-7 лет. Оснащение колонн штанг скребками центраторами-депарафинизаторами в больших объемах дает возможность сократить объем дорогостоящих обработок химическими реагентами, число текущих ремонтов скважин из-за запарафинивания глубинно-насосного оборудования, средний МРП эксплуатации скважин, оборудованных УШГН, превысил 700 суток. Штанги с наплавленными центраторами-депарафинизаторами используются в комплекте с остеклованными НКТ. Штанги с центраторами-депарафинизаторами и наплавленными скребками-центраторами спускаются на глубину от 240 до 1200 метров. Скважины, оборудованные наплавленными скребками-центраторами, эксплуатируются со штанговращателями.

Применение покрытий труб эпоксидными смолами для борьбы с АСПО.

Преимущество такого покрытия состоит в том, что увеличивается межочистной период работы

скважин, оборудованных трубами с покрытиями за счет того, что кристаллы асфальто-смолопарафиновых отложений имеют плохую адгезию с покрытием. Внутренняя поверхность НКТ защищается покрытием от воздействия коррозии при добыче высокообводненной нефти.

Недостатками покрытия являются: истирание покрытия штанговой колонной, отслоение покрытия при пропарке труб, засорение скважин отслоившимся покрытием, засорение клапанов насосов покрытием, истирание покрытия центраторами.

Покрытие труб стеклогранулянтном.

В качестве основного вида защитного покрытия НКТ применяется стекло. Остеклование внутренней поверхности НКТ проводится в цеху антикоррозионного покрытия труб. НКТ стали покрывать гранулированным стеклом, что позволило заметно улучшить прочностные качества покрытия, увеличить срок службы НКТ, уменьшить количество подземных ремонтов по причине засорения насосов осыпающимся стеклом. Остеклованными НКТ оснащаются скважины в комплекте с центраторами-депарафинизаторами и в качестве дополнительного метода применяются промывки и обработки различного типа.

Адгезия стекла к стенке НКТ при $T = 8500C$ хорошая, что позволяет эксплуатировать НКТ как в вертикальных, так и в горизонтальных скважинах, а также позволяет производить пропарку НКТ без последствий для покрытия.

Применение стеклопластиковых штанг.

Опыт в эксплуатации стеклопластиковых штанг показал их хорошие прочностные и эксплуатационные характеристики, по сравнению со стальными штангами, нагрузка на головку балансира снизилась на 25 %. Положительными факторами в работе стеклопластиковых штанг является то, что центраторы хорошо армируются на теле штанг, а так же не подвержены коррозии в скважинах с большим содержанием сероводорода и высокой обводненностью добываемой продукции.

Недостатком стеклопластиковых штанг является слабое соединение узла стеклопластика с металлической головкой, а так же они менее работоспособны в скважинах со значительным отложением парафина. В качестве эксперимента применялись стеклопластиковые штанги (СПНШ) изготовленные из сплетенных жгутов стеклонитей, пропитанных эпоксидной смолой. Штанги состоят из двух головок и стеклопластикового стержня, которые крепятся между собой с помощью эпоксидной смолы.

Физические методы, применяемые для борьбы с отложениями АСПО.

Магнитные депарафинизаторы типа МОЖ-22Ш.

На скважинах, где магнитные депарафинизаторы были использованы в качестве основного метода борьбы с АСПО без применения других методов, межочистной период составил 50-110 суток, и при подземных ремонтах по причине АСПО они были извлечены. На скважинах межочистной период в среднем составил от 80 до 360 суток.

Анализ применения магнитных депарафинизаторов в качестве самостоятельного метода борьбы с АСПО и в комбинации с другими методами показал неэффективность данного метода и отказ от его применения в дальнейшем.

Химические методы – это применение промывок различного типа. В качестве дополнительного метода борьбы с АСПО используются промывки различного типа (дистиллятом, дистиллятом в комбинации с нефтью, горячей нефтью).

В качестве растворителя используется нефтяной дистиллят. Более 58 % всех проведенных обработок составили промывки дистиллятом в комбинации с нефтью. Содержание нефти в растворе при этом составляет от 20 до 50 %. Выбор концентрации осуществляется технологическими службами нефтепромыслов с учетом скважинных условий.

Всего промывками охвачены скважины с периодичностью промывок 2-3 раза в год. Объем разовой дистиллятной обработки составляет в среднем 8 м³. Для промывки скважин нефтесмесь применяются комплекты из агрегата ЦА-320 на базе КраЗ-257 и автоцистерны на базе КамАЗ - 5220 емкостью 8 м³.

Из гидравлического расчета промывки скважины выявилось, что оптимальный режим работы агрегата осуществляется на 3 скорости, т.к. при этом режиме происходит наилучшее вымывание парафина с НКТ и соблюдаются технические условия безопасности работы с горючим материалом – давление выкида насоса меньше или равно 7 МПа. Из условий наименьших гидравлических сопротивлений промывку желательнее начинать на 1 скорости, производительностью 1,4 л/с, с постепенным наращиванием расхода (т.е. переходом на 2-3 скорости). Продолжительность промывки на 3 скорости (объем 8 м³) составит 15,10 минут. При окончании промывки в обратной последовательности опускаемся до 1 скорости и заканчиваем промывку.

Применение ингибиторов различного типа.

Наиболее эффективным методом борьбы с парафином является химический метод, который основан на добавке в поток жидкости при помощи агрегатов ЦА 320 М и АКПП -500, ДРС и ДРП-1, а также УДЭ и УДС, химических реагентов, способных гидрофилизации стенок труб, увеличению числа

центров кристаллизации парафина в потоке, повышению дисперсности частиц парафина в нефти.

Таковыми растворителями могут быть водо- и нефтерастворимые ПАВ.

Существует множество типов отечественных и импортных ингибиторов для предотвращения и удаления отложений парафина. Большинство реагентов способствует так же предупреждению образования или разрушению водонефтяных эмульсий. Наиболее эффективные реагенты СНПХ - 7202, 7204, 7400. На месторождениях АО «Татнефть» широко применяется ингибитор для предотвращения и удаления отложений парафина СНПХ-7215, который закачивается в затрубное пространство скважины при помощи агрегатов УЭД и УДС.

Наибольшее распространение получил ингибитор СНПХ-7212 М, который закачивается в затрубное пространство скважин при помощи устьевых дозаторов УЭД и УДС из расчета 100-200 г/т нефти.

Ингибиторы парафиноотложений можно дозировать в скважины при помощи глубинных дозаторов ДСИ-107. Скважинный дозатор ДСИ-107, разработан ТатНИПИнефти, предназначен для подачи водо-нерастворимых ингибиторов на приём штангового насоса. Дозатор может, применяется в скважинах с обводненностью продукции не менее 10 % при температуре рабочей среды от 283 до 373 К (10- 1000С). Плотность применяемого ингибитора должна быть ниже плотности воды не менее чем на 50 кг/м³, а кинематическая вязкость - не более 450 м²/с. Дозатор обеспечивает непрерывную подачу химреагента в пределах от 0,1 до 40 л/сут.

Эксплуатация дозатора состоит в следующем: определяются необходимый объём химреагента, длина колонны НКТ для размещения ингибитора и диаметр втулки дозатора для установления режима его работы. На скважину завозят расчетное количество ингибитора и НКТ. Из скважины извлекается насосное оборудование.

Спускается в скважину колонна НКТ расчетной длины, нижний конец которой снабжен заглушкой и пробкой. Определяется плотность ингибитора (денсиметром) и вязкость его (вискозиметром) при температуре среды на глубине подвески дозатора в скважине, содержание воды в продукции скважины по данным предыдущей эксплуатации скважины.

При условии соответствия параметров раствора ингибитора расчетным, химреагент заливается в колонну НКТ. Помещается втулка в камеру и заворачивается корпус в корпус. Присоединяют дозатор к колонне НКТ, предварительно ввернув трубку в нижний конец гидролинии, и устанавливают фильтр на нижнем конце нагнетательной гидролинии. Присоединяют насос к дозатору. Спуск штангового насоса с дозатором в скважину производится в обычном порядке на необходимую глубину.

Подъём оборудования и извлечение его из скважины производится в порядке, обратном спуску. При этом для подъёма труб без жидкости необходимо слить их содержимое, сбив полую пробку сбрасыванием металлического лома в колонну НКТ после отсоединения от нее дозатора. Работу дозатора в скважине следует контролировать по изменению дебита скважины, величине нагрузки на головку балансира СК, химическими анализами устьевых проб добываемой жидкости. Длину колонны НКТ для заливки раствора ингибитора целесообразно подобрать с таким расчетом, чтобы повторная заправка химреагентом производилась при очередном текущем ремонте скважины. В зимнее время на ряде удаленных скважин применяются обработки ингибитором парафиноотложения ТНПХ - 1А в объеме 20-30 литров на скважину с периодичностью 1 раз в месяц.

Проанализировав затраты на осуществление всех применяемых методов борьбы с АСПО, можно сделать следующие выводы:

- рекомендации для того или иного метода борьбы с АСПО должны осуществляться индивидуально для каждой конкретной скважины, используя сведения о её эксплуатации и анализируя затраты на ведение профилактических работ по АСПО;

- приоритетным направлением в борьбе с АСПО должно быть применение наиболее экономичных методов, не требующих больших материальных и трудовых затрат.

Из всех рассмотренных методов и способов борьбы с АСПО более широкое распространение получил метод использования НКТ с защитным покрытием - гранулированным стеклом. Длительный опыт эксплуатации таких труб даёт хорошие результаты, особенно на скважинах, эксплуатируемых электропогружными установками.

Недостатком этого метода является то, что в процессе длительной эксплуатации при подземных ремонтах целостность остеклованного покрытия нарушается, в результате чего создаются дополнительные «очаги» отложения парафина и поэтому возникает необходимость в применении дополнительных методов борьбы с АСПО.

При обводнённости продукции более 80% , где отложения парафина уже не так значительны, возможно применение остеклованных НКТ без применения других методов.

Тепловые методы борьбы с АСПО:

- промывка скважин горячей нефтью с использованием АДП и ППУ даёт хорошие результаты, но применение этого метода без комбинирования с другими методами неприемлемо из-за больших

затрат.

Обработка скважин нефтестиллятной смесью (НДС) не дает хорошего эффекта без сочетания с другими методами борьбы с АСПО, затраты на промывку скважин с использованием НДС в среднем составляют 70 тыс. тенге. в год на одну скважину. За счет внедрения центраторов- депарафинизаторов количество промывок скважин нефтестиллятной смесью ежегодно сокращается.

Наиболее эффективен химический метод предотвращения отложения парафина с применением ингибиторов в сочетании с промывкой нефтестиллятной смесью. Обработка скважин ингибитором имеет сравнительно небольшую стоимость.

Анализ результатов обработки скважин химическими реагентами против парафиноотложений показал, что после применения ингибиторов межочистной период работы скважин увеличивается в 3 раза и более.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения Акинген. СП «ТШО», 1996.
- 2 Отчет о работе СП «ТШО» за 2013 год.

ТҮЙІН

Мақалада әдебиеттер көздеріне шолу негізінде қабаттың мұнай бергіштігін арттыру мақсатында парафинмен күресу тәсілінің тиімді әдісін таңдау және талдау жасалған.

RESUME

This article is about analysis and choice of optimized method of engineering for improvement oil recovery according to the literature sources.