

ПРИМЕНЕНИЕ ДЕСЕНДЕРОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ОСЛОЖНЕННЫМИ УСЛОВИЯМИ

Ю.А. Борисевич

Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ситуация на российском нефтяном рынке, на сегодняшний день такова, что доля месторождений с трудноизвлекаемыми запасами возрастает. Процесс добычи углеводородов сложен и имеет свои особенности на каждом разрабатываемом месторождении, которые обусловлены осложняющими процессами, такими как солеотложение, выпадение асфальтосмолистопарафиновых отложений (АСПО), механические примеси и т.д. На исследуемом месторождении наибольшее количество аварийных ситуаций приходится на механические примеси. Использование современных методов борьбы с осложненными условиями позволяет в значительной степени добиться повышения долговечности оборудования и снизить затраты на его ремонт (рис.).

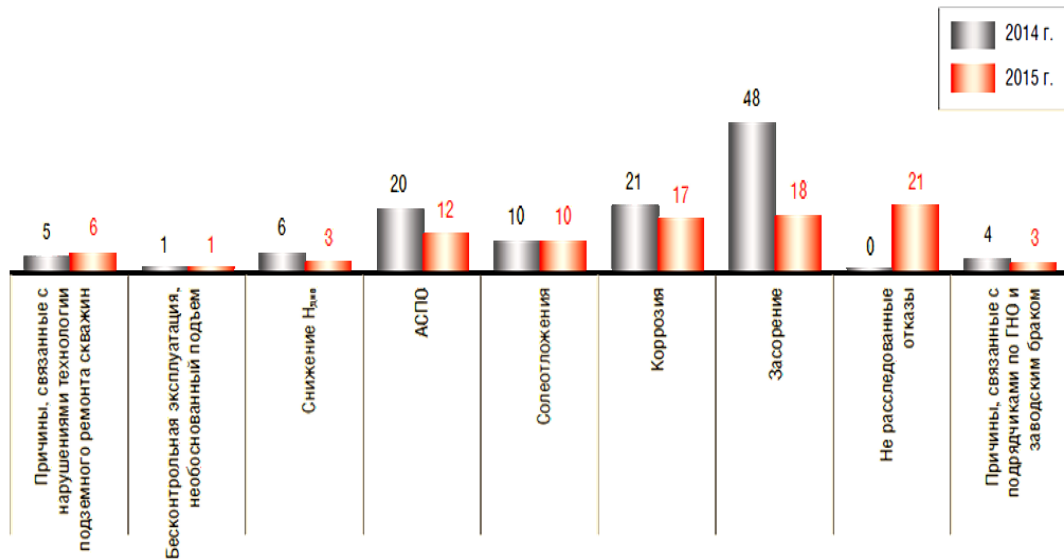


Рис. Динамика причин отказов УЭЦН фонда скважин компании «Х»

Количество взвешенных частиц (КВЧ) в добываемой продукции имеет индивидуальный характер и изменяется на различных месторождениях. Природа происхождения механических примесей различна, это могут быть и геологические особенности пласта (частицы горных пород), продукты вторичного минерало- или солеобразования, а возможно и твердые частицы, привнесенные с дневной поверхности.

Механические примеси оказывают большое негативное воздействие на различные узлы глубинного насосного оборудования (ГНО). Например, износ рабочих ступеней электроцентробежного насоса и как следствие перегреву и повышенному крутящему моменту на валах установки (тугое вращение) или полному заклиниванию установки электроцентробежного насоса УЭЦН и т.п. [5]

В настоящее время остро стоит вопрос о том, что текущее определение показателя количества взвешенных частиц, указанное в технических характеристиках насосов и в технических требованиях нефтяных компаний, не в полной мере отражает процессы, происходящие в погружной установке. Объем взвешенных частиц влияет на работу различных частей ГНО, при условии, что механические примеси – это не кварц, а фракция с твердостью менее 7 пунктов по шкале Мооса. Как раз показатель КВЧ характеризует этот аспект.

В данный момент отсутствует единая универсальная методика определения параметра абразивности. Не вызывает сомнений тот факт, что необходимо учитывать количество абразивных частиц и их концентрацию. Ведь в жидкости может присутствовать 10 мг кварца, износ деталей и узлов УЭЦН от которых будет более значительным, нежели если в жидкости будет присутствовать порядка 500 мг/литр механических примесей, но с твердостью 3, и износ будет минимальным. Важно учитывать этот аспект при выборе методов уменьшения их влияния.

Для борьбы с мехпримесями используют различные приспособления: входные фильтры, шламоуловители и др. [2, 4]. С достаточной эффективностью можно использовать и дооборудование, например, такое как сепараторы механических примесей (десендеры). Существуют десендеры гравитационного, инерционного и гидроциклонного типов.

Фильтр скважинный дисковый (ФСД) – устройство нового типа: задержание механических частиц в нем происходит во всем объеме сетчатых дисков, а не только на поверхности фильтра (как у шелевых фильтров). ФСД состоит из перфорированной трубы и проницаемой цилиндрической насадки, составленной из концентрично установленных на трубе дисков из металлической сетки и обладающей высокой удельной площадью фильтрации [1, 3].

Техническая эффективность десендеров УСПШ.01 производства ООО «Нефтеспецтехника» г. Тюмень всех типоразмеров по сепарации песка подтверждена в результате гидродинамических испытаний на испытательном

сертифицированном стенде гидродинамической лаборатории РНГУ им. Губкина. В области оптимального диапазона дебитов каждый типоразмер имеет коэффициент сепарации песка размерностью фракций менее 0,1 мм не ниже 90 %. По результатам рейтинговых испытаний, проведенных лабораторией в 2014-2015 гг. установки УСПШ.01 признаны лучшими среди отечественных и зарубежных аналогов [6].

Только комплексный подход к решению проблемы выноса механических примесей позволит эффективно бороться с ней, позволяя тем самым добиться повышения долговечности оборудования и снизить затраты на его ремонт.

Литература

1. Компания «Новомет» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.novometgroup.com/rus/products-and-services/artificial-lift/solids-management/downhole-disk-filter/>.
2. Коротков Ю.Г. Защита глубинно-насосного оборудования в условиях, осложненных интенсивным выносом механических примесей // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2018. – № 1. – С. 414–417.
3. Лазарев А.Б. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями. – Инженерная практика. – 2010. – № 2.
4. Островский В.Г., Пещеренко С.Н., Перельман М.О. Центробежный сепаратор механических примесей. – Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 3.
5. Шагалеев Р.К., Гуртов Ю.А. О влиянии выноса пропанта на МГР и продуктивность скважин южно-приобского месторождения после ГРП // Нефтяная провинция. – Бугульма, 2015. – № 1. – С. 123–136.
6. Ялалов А.А. Методы борьбы с механическими примесями // Наука и современность. – 2017. Сборник материалов LII Международной научно-практической конференции. – Тюмень, 2017. – С. 139–144.

ИСТОРИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

П.С. Бочкарев¹

Научный руководитель - начальник отдела нефтепромысловой химии Р.Р. Хусаинов²

¹*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

²*ООО «Газпромнефть-Восток», г. Томск, Россия*

Слово «ингибитор» произошло от латинского слова *inhibere* – «задерживать» и является обобщенным названием групп веществ, которые препятствуют естественным физико-химическим процессам в природе. Обратным процессом ингибирования является каталитическая реакция.

В настоящее время ингибиторы используются в металлургии, медицине, химии, пищевой, нефтяной промышленности и т.д.

В нефтяной отрасли широко применяются ингибиторы солеотложений, коррозии, парафиноотложений, гидратообразования для защиты нефтепромыслового оборудования.

Первое применение ингибитора, направленного на защиту нефтепромыслового оборудования от кислотной коррозии, задокументировано в США в начале XIX века. *Gypsy Oil Company*, дочерняя компания *Gulf Oil Company*, использовала HCl для удаления известковых отложений в трубах и на оборудовании в скважинах Оклахомы. Рекомендации по обработке этих скважин были предоставлены доктором Блейном Весткоттом из Института Меллона по запросу *Gypsy Oil*. Его рекомендации включали использование реагента «Родин №2» (*Rodine №2*), ингибитора коррозии, используемого при кислотном травлении на сталелитейных заводах.

Заявка на патент об использовании ингибитора коррозии как сопутствующего реагента при интенсификации притока не была подана. По-видимому, это было связано с тем, что ингибирование жидкости считалось уже известным методом защиты оборудования, применяемым в металлургической промышленности.

Благодаря работе доктора Сильвии Штоссер, первой женщины-исследователя из *Dow Chemical Company*, были сделаны новые шаги в области защиты внутрискважинного оборудования от кислотной коррозии. Штоссер присоединилась к *Dow Chemical* в 1929 году, и ее первый крупный успех пришел через несколько лет в результате совместных работ с Джоном Гребом, директором физической лаборатории, по разработке ингибитора коррозии в качестве сопутствующего реагента при соляно-кислотной обработке нефтяных скважин.

С возрастающим спросом на применение кислотных обработок появилась необходимость внедрения новых и более эффективных ингибиторов. Первоначально в качестве ингибиторов использовались соли мышьяка и меди. Штоссер направила вектор своих исследований на изучение органических соединений, чтобы разработать вещество, которое будет образовывать органическую пленку на поверхности металлической трубы, тем самым защищая ее от контакта с агрессивной кислотой.

11 февраля 1932 года нефтяная компания *Pure Oil* совместно с компанией *Dow Chemical* провела кислотную обработку скважины соляной кислотой с применением ингибитора коррозии на скважине № 6, кустовая площадка 13, город Чиппева, округ Изабелла, штат Мичиган. К соляной кислоте объемом 500 галлонов (1892,7 л) было добавлено 2 галлона (7,6 л) ингибитора мышьяковой кислоты по предложению Джона Гребга, главы лаборатории физических исследований *Dow Chemical*, для уменьшения коррозии труб. На скважине, которая до обработки не давала продукцию, впоследствии добывалось до 16 баррелей (2544 л) нефти в сутки.

Обе компании смогли продолжить сотрудничество и провести обработку на большем количестве нефтяных скважин, теперь с более эффективным ингибитором коррозии, разработанным Штоссер. В результате этих