

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 2014-2015гг. 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 проппанта 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 обобщённым 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

впечатляющих успехов использования ингибитора коррозии, интерес к этому направлению резко возрос и быстро распространился.

Стоит отметить, что ингибитор коррозии применялся с соляной кислотой только на карбонатных пластах до 1960-х годов, исходя из реакционной способности карбонатных коллекторов и соляной кислоты [1].

Современные ингибиторы коррозии для нефтегазодобывающей промышленности представляют собой раствор одного или нескольких органических соединений, обладающих высокими ингибирующими свойствами (так называемые активные основы), в углеводородном или водно-спиртовом растворителе. В качестве активных основ используют имидазолины, первичные амины, диамины, амидоамины, димеризованные амидоамины, четвертичные аммониевые основания, оксиэтилированные первичные амины, алкилпиридины, жирные кислоты, фосфатированные сложные эфиры этилового спирта и др. Активной основы в товарных формах ингибиторов коррозии может быть до 60% масс. (обычно 10–30% масс.).

Кроме активной основы и растворителя, ингибиторы могут содержать различные добавки, обеспечивающие доведение физико-химических свойств продукта до заданных значений. Добавками регулируют pH, плотность, вязкость, диспергируемость в воду и др.

Ингибиторами солеотложений называются химические вещества и их смеси, которые при добавлении их к пересыщенным водным растворам минеральных солей в соответствующей концентрации предотвращают или значительно снижают выделение из растворов осадков малорастворимых солей.

Первые упоминания об использовании ингибиторов солеотложений для защиты внутрискважинного оборудования датированы 60-ми годами XX века. В конце 1960-х годов Монсанто и Файзер разработали первые органические ингибиторы солеотложений.

Первоначально эти разработки были ограничены несколькими органическими фосфонатами и полиакриловой кислотой. Современное поколение ингибиторов солеотложений включает множество различных фосфонатов и полимеров, которые используются по отдельности или в комбинации [2].

С 1970 до середины 1980-х годов единственным широкодоступным на рынке ингибитором солеотложений был гексаметафосфат натрия ($\text{Na}_6\text{P}_6\text{O}_{18}$). Данный реагент в основном использовался для борьбы с сульфатными отложениями, к недостаткам $\text{Na}_6\text{P}_6\text{O}_{18}$ относили недостаточную эффективность против отложений карбоната кальция. Его растворы были нестабильны, в конечном итоге восстанавливались до ортофосфата. Ортофосфат не только не обладает свойствами ингибирования солеотложений, но также может осаждаться вместе с кальцием с образованием нерастворимого осадка – фосфата кальция.

Применение методов предупреждения любых осложнений в скважине является наиболее рациональным решением, так как ликвидация последствий, связанная с их появлением, влечет за собой значительные технологические и экономические потери.

Литература

1. Kalfayan L., Production Enhancement with Acid Stimulation, 2nd ed., Tulsa, OK: PennWell Corporation. – 2008.
2. Scale Inhibitors [Электронный ресурс]. – Avista Technologies Режим доступа: https://www.avistatech.com/wp-content/uploads/Avista-TB-Scale-Inhibitors-RO_NF_Final.pdf. – Дата обращения 30.11.2019 г.