

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН МЕТОДОМ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

О.В. Концевич, А.А. Чередняков

Научный руководитель доцент М.В. Омелянюк

Армавирский механико-технологический институт (филиал)

ФГБОУ ВО Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия

В настоящее время большинство разрабатываемых в России нефтяных, газовых месторождений находится на завершающей стадии разработки, которая характеризуется низкими значениями пластового давления, активным обводнением эксплуатационных скважин, снижением приемистости в нагнетательных и дебита в добывающих скважинах. Уменьшение продуктивности скважин является следствием множества факторов таких, как постепенное снижение пластового давления, ухудшение проницаемости и пористости пород при скважинной зоне пласта и фильтров вследствие закупорки пор в результате биологического, механического и химического колюматажа [3].



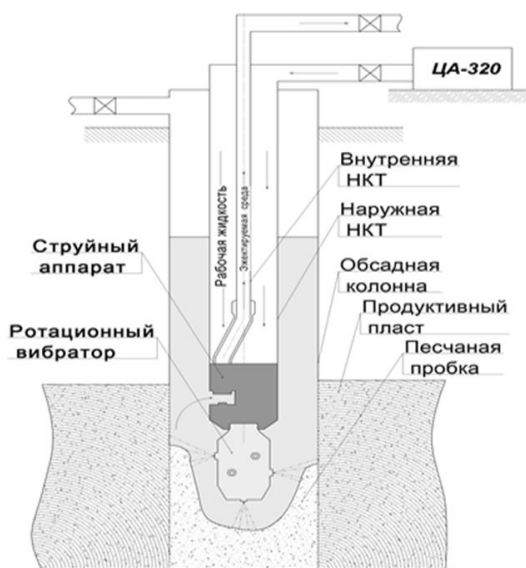
В результате проведенного анализа существующих методов химической обработки призабойной зоны пласта, применяемых для расколюматирования нефтяных скважин, было выявлено, что многие из них имеют ряд недостатков, которые накладывают ограничения на область их применения: осложнения после применения, громоздкость технологии, недостаточно полно разработанные теоретические основы проектирования процессов и т.д. [1].

Беря за основу результаты проведенного анализа, была поставлена задача повышения эффективности освоения и эксплуатации добывающих нефтяных скважин за счет обработки при скважинной зоне пласта с использованием химических растворов и разработанного оборудования. Для решения поставленной задачи были проведены аналитические, экспериментальные и натурные скважинные исследования.

В результате была разработана технология циклической кислотной интенсификации дебита скважин с одновременной откачкой песка, продуктов коррозии, колюматанта из ствола скважины. Принципиальная схема реализации разработанной технологии представлена на рисунке 1.

Рис. 1. Принципиальная схема для реализации циклической кислотной интенсификации дебита скважин с одновременной откачкой песка, продуктов коррозии, колюматанта из ствола скважины

Сущность технологии заключается в том, что проводится предварительная очистка песчаной пробки, грязи, глинистого раствора, парафино-смолистых и асфальтеновых отложений, затем закачка оторочки углеводородного растворителя (ацетон, керосин, бензин и т.п.) для растворения АСПО, сформировавшихся в ПЗП скважин. После подготовки скважины производится закачка кислотосодержащих эмульсий с внутренней углеводородной фазой, состоящих из керосина – 50%; 15%-го раствора HCl – 40%; остальное – ПАВ, стабилизатор, ингибитор



коррозии стали. Далее осуществляется закачка соляной кислоты 15%-ной концентрации с ингибитором коррозии (к примеру, ВНПП-2В, 0,5-2%), фтористоводородной кислотой (2-5%), лимонной кислотой в качестве стабилизатора (2-3%) в 3-7 циклов закачки и отбора продуктов реакции. Для увеличения охвата пласта по толщине и глубине, увеличения равномерности обработки, улучшения условий удаления механических нерастворенных частиц колюматанта из пористого пласта используется разработанный струйный насос, спускаемый на двухтрубном ряду насосно-компрессорных труб. Герметизируется внутренний ряд НКТ, и вся жидкость, нагнетаемая с дневной поверхности цементировочными агрегатами или кислотостойкими насосными агрегатами через кольцевое пространство между рядами НКТ (межтрубное пространство), поступает в пласт. Закачка реагентов осуществляется через роторный гидродинамический вибратор (рисунок 2), т.е. обеспечивается совмещение реагентной обработки и волнового воздействия на пласт. При этом обеспечивается очистка внутренней поверхности обсадной колонны и перфорационных отверстий от колюматанта [2]

Рис. 2. Разработанное роторное устройство для струйной кислотной обработки нефтяных скважин, диаметр 100 мм

Разработанные и апробированные химические многокомпонентные составы для повышения дебитов скважин химически нейтральны к обсадным и колоннам и материалам фильтров.

Эффективность разработанной технологии интенсификации добычи пластового флюида, по сравнению с общеизвестными, заключается в следующем:

1. высокий межремонтный период работы скважин (более 1100 суток);
2. лучшая очистка внутренней поверхности обсадной колонны и перфорационных отверстий от кольматанта;
3. надежная эксплуатация в осложненных условиях (низкие дебиты, высокое газосодержание, повышенные температуры, высокое содержание механических примесей).

Литература

1. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. – М.: Наука, 2000. – 414 с.
2. Омелянюк М.В., Пахлян И.А. Повышение эффективности освоения и эксплуатации добывающих скважин за счет применения импульсно-ударного, кавитационного воздействия на прискважинную зону продуктивного пласта. Нефтепромысловое дело // ОАО «ВНИИОЭНГ», № 11, 2014 год - с 19-23.
3. Омелянюк М.В., Пахлян И.А., Битиев И.И., Османов С.В. Современные методы физико-химической интенсификации добычи при ремонте скважин // Патент на изобретение RUS 2015620593 30.12.2014.

К ВОПРОСУ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМОГО ФАКТОРНОГО АНАЛИЗА ПРИЧИН ОТКАЗОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Р.К. Коротченко, Ю.А. Максимова

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Как известно, в нефтяной отрасли используется сложное и дорогостоящее оборудование. Все это оборудование имеет определённый рабочий ресурс. В случае же преждевременного отказа оборудования, расходуется много средств и времени на его замену или ремонт. Возникает вопрос о причине того или иного отказа оборудования. Имея технически грамотный анализ причин выхода оборудования, можно выработать рекомендации, которые позволят избежать поломок в дальнейшем и увеличат период безаварийной эксплуатации.

В данной работе затронута тема поиска причин выходов из строя установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), которые являются частью системы пласт – скважина – скважинное оборудование (СПССО). Система СПССО сложна, ее не возможно полностью изучить или смоделировать. Акцентирую внимание конкретно на УЭЦН, далее рассмотрим существующие на сегодняшний день методы поиска факторов (причин) отказа, и на основе этого проведем собственный анализ причин отказов УЭЦН на примере двух месторождений.

Чтобы избежать путаницы, оговоримся, что под термином «отказ» следует понимать неисправность, вследствие которой перестал нормально функционировать насос («клин» насоса, снижение производительности, нарушение изоляции кабеля), а под термином «причина (фактор) отказа», то, что привело к этой неисправности (ошибки персонала, техническая неисправность оборудования, осложненные геолого-технические условия и т. д.).

Сегодня существуют программные комплексы, такие как ESP GAMS [1], показывающие вероятность отказов установки в зависимости от предполагаемой компоновки и условий эксплуатации. Данные прогнозы делаются программой на основе огромной базы данных отказавших установок разных производителей, которая включает, как характеристики самих насосов, так и условия их эксплуатации. Данный подход основан на статистической выборке отказавших установок и получения прогноза «вероятностного отказа» [1]. Такой подход, безусловно, полезен, однако он обобщает и усредняет, не показывая прямой связи аварии с ее причиной, такой индивидуальный подход, менее рациональный, особенно для малых предприятий нефтегазовой отрасли. Доказано, что для разных регионов разработки количество тех или иных отказов и их процентное соотношение различно [2] и пользуясь лишь статистическими данными невозможно установить истинных причин этих поломок. Поэтому на сегодняшний день при поиске причин отказов установок используется так называемый факторный анализ (ФА). Смысл его заключается в нахождении взаимосвязей между отказами и факторами, которые к ним привели. В данном подходе необходимо опираясь на известную информацию, связанную с работой установки, сделать заключение, какой именно фактор мог стать причиной отказа. Понятно, что факторный анализ в данном случае не может в полной мере быть выполнен машиной.

На сегодняшний день данный метод является наиболее распространённым [3], однако далеко не совершенным. Это связано с тем, что полноценный ФА затруднен из-за высокой сложности сбора комплексной информации в очень разных системах ПССО, при громадных размерах эксплуатационных фондов скважин. В результате, на практике ФА проводится преимущественно на основе данных геолого-технических условий часто ремонтируемых скважин. При этом важные данные о состоянии узлов УЭЦН до и после эксплуатации не учитываются. К тому же не учитываются данные о некоторых условиях и режимах работы установки, а также о качестве ее обслуживания. Такой подход делает факторный анализ скудным и малоинформативным. К примеру, в работе [3] описан пример независимости частоты отказов УЭЦН от свойств пластовых флюидов, геологических условий.

Показано, что частота отказов установок резко подскочила после замены одноопорных УЭЦН на двухопорные износостойкие. Вопреки ожиданиям новые насосы очень быстро выходили из строя, как оказалось, по причине