

Василенко И.Р. к.т.н., Кузьмин Б.А., Дяченко А.И., Гришко В.И.
ООО «РИНКО АЛЪЯНС», г. Москва

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Сервисная компания «РИНКО-АЛЪЯНС» специализируется на рынке России и стран СНГ в области инженерного сопровождения специальных технологий бурения, освоения и восстановления скважин, комплектации и поставке оборудования, инструмента и материалов, используемых при строительстве нефтяных, газовых, геологоразведочных и других скважин, труб, химических реагентов.

Современная концепция устройства нефтегазовой промышленности основана на использовании аутосорсинга, т. е. заимствование ресурсов извне, от компаний, для которых данный вид деятельности является приоритетным. Функции нефтегазовой компании сводятся к приобретению лицензии на недропользование, финансированию и организации процесса добычи и реализации углеводородов. Все остальное, т.е. нефтепромысловые услуги, является прерогативой специализированных сервисных компаний [1]. Но в этом случае заказчику нефтепромысловых услуг предстоит по всем этапам жизненного цикла скважин (проектирование, строительство, эксплуатация, реконструкция, ликвидация скважин и наблюдение за ними) вести напряженную научную и организационную работу, требующую связать в единую систему весь спектр технических мероприятий, направленных в первую очередь на максимально полное извлечение углеводородов из недр при соблюдении требований [11] по экологии, надежности, долговечности.

К конструкции скважины в части надежности, технологичности и безопасности правила [11] предъявляют следующие требования (п.2.3.1):

- максимально возможное использование пластовой энергии продуктивных горизонтов в процессе эксплуатации;
- применение эффективного оборудования, оптимальных способов и режимов эксплуатации, поддержания пластового давления, теплового воздействия и других методов повышения нефтеотдачи пластов;
- условия охраны недр и окружающей среды в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных ко-

лонн и кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;

- выбор тампонажных материалов и растворов на их основе должен осуществляться с учетом следующих требований (п. 2.7.4.7):... цементный камень при наличии в цементируемом интервале агрессивных сред должен быть коррозионностойким к этим средам.

Но в процессе разработки месторождения система «нефть-коллектор-пластовые воды-скважина» претерпевает значительные изменения под влиянием различных факторов:

изменение фракционного состава добываемой продукции, минерализации вод, их кислотности; коллекторских свойств вмещающих пород под влиянием физико-химического воздействия на пласты; развитие геобиоценозов в продуктивных пластах; микроземлетрясения в районах добычи. Но эти факторы первоначально при составлении технического задания на проектирование технологических схем разработки, конструкции скважин и выборе тампонажных материалов не могли учитываться (проектные организации не имеют всего спектра технических решений).

Последствия от возникших нарушений под влиянием вновь ранее не учитываемых факторов, как правило, связаны с дополнительными затратами средств, экологическими катастрофами [1].

Одним из хорошо изученных факторов, нарушающих стабильную работу скважин является появление в добываемой продукции сероводорода как продукта жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий в продуктивных пластах. Это приводит к дополнительному образованию сульфидов железа,

коррозии обсадных труб, НКТ, выводу из строя насосов [2,9,10]. Большинство мероприятий по снижению отрицательного влияния продуктов жизнедеятельности направлены на обработку внутрискважинного оборудования ингибиторами коррозии. Но с пластами контактирует и крепь скважины, представляющая собой систему: технологическую компоновку обсадных труб, цементного кольца и контактных зон. И крепь скважины также подвергается физико-химическому воздействию и воздействию пластового микробного сообщества. Технологические причины образования дефектов материалов и крепи скважин изучались и изучаются многими исследователями [2,9]. Разрабатывается множество технических решений по совершенствованию технологии строительства и реконструкции скважин. При этом считается, что портландцементный камень устойчив к действию нефти [12]. Однако многочисленные данные о том, что крепь скважины выходит из строя (межпластовые перетоки, грифоны, смещения и негерметичности обсадных труб) не подтверждают это. Коррозия цементного кольца и крепи в целом приводит к преждевременному прорыву воды к скважине, затруднению эксплуатации скважины, и в итоге, к снижению добычи нефти из пластов. Многие исследователи отмечают, что около 80% коррозионных поражений эксплуатационных скважин, включая обсадные трубы, цементный камень и другое оборудование, связано с деятельностью сульфатовосстанавливающих и других бактерий [2,9,10]. Исследования разрушения образцов тампонажных материалов (Рис.1) показали, что среди причин разрушения материалов крепи скважин установлен



Рис. 1. Внешний вид плоскости излома образцов портландцементного камня ПЦТ-50 после извлечения из действующей скважины (справа), и контрольных, хранившихся в лабораторных условиях (слева). Виден черный фронт коррозии. Размеры: 40x40x160 мм.

биоокоррозионный фактор [5, 6]. В продукции скважин, продуктах коррозии цементного камня, технологических растворах выявлены микроорганизмы, участвующие в процессах деструкции материалов: 1) группы нефтеокисляющих бактерий (НОБ), 2) денитрифицирующие бактерии (ДНБ) 3) сульфатвосстанавливающие (СВБ) и т.п.

На рис.1. в плоскости излома корродированных образцов после испытания на изгиб видно три слоя: рыхлая разрушенная часть бурого цвета с внешней стороны воздействия, переходная зона черного цвета толщиной 0,5–1,5 мм и целая часть. Переходная зона прочно связана с целой частью цементного камня и легко отделяется от разрушенного рыхлого слоя.

Исследования показали, что рыхлый слой коррозии содержит гидроокиси железа $Fe(OH)_2$ и $Fe(OH)_3$, серу, что и определяет бурый цвет, характерный для таких продуктов. Более подробно схема разрушения портландцементного камня показана в работах [5,6]. Предложено: совершенствовать технологию крепления в процессе строительства скважин тампонажными смесями с добавками на основе двуокиси титана, биостабилизационных добавок в сухую смесь с учетом усадки, деформации, суффозионной устойчивости базового цемента; гидромагнитной магнитной обработкой тампонажных растворов; специальной технологической оснастки — биметаллических колец, показанных на Рис.2 с целью создание участков гарантированного сцепления «труба-цементный камень-порода» и предотвращения вероятных водоперетоков. Но помимо биоокоррозионного воз-

действия флюидов на крепь скважины воздействует и высокая температура в процессе эксплуатации скважин (закачка пара, воздействие пороховыми зарядами и т.п.). На рис.3 показаны образцы цементного камня рецептур 1–4 после 10 циклов (с 20°C до 320°C) термического воздействия.

Как видно из рис. 3 образцы 3–4 полностью разрушаются, а разрабатываемая нами рецептура 1–2 тампонажного материала для пеноцементной технологии является работоспособной. Безусловно, полностью смоделировать скважинные условия работы крепи скважины невозможно, но метод оценки тампонажного камня на термическую устойчивость (трещиностойкость) в лабораторных условиях позволит значительно сократить затраты по ремонту крепи скважин в процессе эксплуатации.

Ремонт крепи скважин, и особенно паронагнетательных, в условиях значительных поглощений промывочной жидкости и изолирующих составов (с емкостью более 400 м³/сут при 0 атм) представляет определенные трудности, связанные с необходимостью дополнительного подвоза технической воды, применения химических реагентов, остановки и глушения скважин, воздействию на окружающую среду специальной техникой. В условиях воздействия пара вблизи продуктивного пласта пластовая температура составляет 25-320°C, т.е. крайне аномальные условия проведения тампонажных работ. Нами, применительно к условиям разработки месторождений на поздней стадии, в частности Р-С залежи Усинского месторождения, разработан и адаптирован метод ремонта крепи с пеноцементной технологией. При этом сокращаются затраты, связанные с остановкой скважины и количеством применяемых материалов. Основные результаты опубликованы в работе [6,7]. Эффект составляет более 2-х тыс.тонн дополнительно добытой нефти из остановленных скважин.

Как отмечалось ранее, одной из проблем при эксплуатации скважин является коррозионное разрушение подземного оборудования. На фото (Рис. 4) показан образец корродированных труб НКТ 73, извлечённых из скв. 1231 Усинского месторождения. Сквозное отверстие возникло через 121 суток работы скважины под воздействием комплексной коррозии.

Как видно на Рис.4 разрушение металла



Рис. 2. Внешний вид биметаллических колец ПК-6", (на трубе Ø168 мм) позволяющих создавать участки «гарантированного сцепления» в сочетании с пеноцементной технологией.



Рис. 3. Образцы 1-4 цементного камня Ø18мм после 10 циклов (с 20°C до 320°C) термического воздействия. Где: рецептуры 1–2 предлагаемые к внедрению и разрабатываемые, 3–4 проектные.

НКТ и штанг носит язвенно-питтинговый характер. Аналитические исследования причин интенсивных разрушений НКТ позволило сделать вывод: язвенное разрушение металла происходит под воздействием очень сильных окислителей и ванадийсодержащих частиц, являющихся катализаторами и ускорителями химических реакций. Одним из окислителей является хлорноватая кислота $HC1O3$, а в качестве катализаторов – ускорителей химических реакций на локальных участках поверхности оборудования являются выявленные нами соединения ванадия и никеля [6,8]. Выявление этих факторов позволило нам предложить метод «пассивной протекторной защиты» НКТ. «Пассивная протекторная защита» предусматривает: применение антикоррозионных протекторных вставок (АПВ) в НКТ и гидромагнитных ловушек (ГМЛ) [8].

Одним из методов, применяемых нами с целью ограничение водопритока в

скважинах, является применение гидрофобных пенных систем в условиях поглощений. Причем, в ряде случаев, подъема скважинного оборудования не требуется. Применяемая при этом гидрофобная водоизолирующая смесь (ГВС) является многофункциональной: смесь может блокировать нефтяное загрязнение на водной поверхности.



Рис. 4. Образец корродированной НКТ-73 из скв. 1231 Р-С залежи Усинского месторождения через 121 суток работы. Видна сквозная и язвенная коррозия металла труб.

Как видно из фото на рисунках 5–7, сделанных в лаборатории ООО «РИНКО АЛЪЯНС», нефтяное загрязнение легко блокируется и механическим способом легко удаляется с водной поверхности. Соотношение сухая смесь/нефть составляет порядка 1:4–1:6 в зависимости от скорости перемешивания и свойств нефти.

Оснащение сухой смесью ГВС бригад КРС и ПРС при водоизолирующих работах позволит расширить их технические и организационные возможности в случае аварийного разлива нефти вблизи устья скважины, блокировать нефть и ускорить ее сбор и утилизацию.

Таким образом, комплексное применение различных методов, применяемых и предлагаемых ООО «РИНКО АЛЪЯНС» с целью повышения надежности всех этапов жизненного цикла скважин, способно максимально полно использовать их эксплуатационную надежность в соответствии с требованиями [1, 11].

Консультации по адаптации и применению предлагаемых и разрабатываемых технических решений и методов к конкретным геолого-техническим условиям по тел: (495) 363-00-64, факс: (495) 787-56-85; E-mail: vasilenko@rinko.ru

ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

1. Конструкция скважины должна разрабатываться, эксплуатироваться и ремонтироваться с учетом воздействия на нее



Рис. 5. Нанесение сухой смеси ГВС на загрязненную нефтью водную поверхность.



Рис. 6. Блокирование нефти на водной поверхности сухой смесью ГВС.



Рис. 7. Удаление заблокированной нефти механическим способом с водной поверхности. Поверхность без пленки нефти.

не только физических нагрузок, но и комплексной коррозии, развивающейся в процессе разработки месторождения. 2. Экспериментально установлено, что цементный камень и подземное оборудование подвергаются воздействию комплексной коррозии, в т.ч. биохимической коррозии. Биохимическая коррозия цементного камня имеет техногенное происхождение. Источниками поступления микроорганизмов являются технологические жидкости и нагнетаемая в пласты вода.

3. Метод пеноцементной технологии на основе тампонажной смеси «КАРБОН-БИО», гидрофобных пенных составов является

одним из технических решений при создании или восстановлении надежности крепи скважин в условиях поглощений.

4. Применение многофункциональных гидрофобных водоизолирующих составов (ГВС) способно значительно уменьшить технологические риски, связанные с остановкой скважин из-за прорыва вод или аварийным разливом нефти.

5. Дальнейшее совершенствование существующих методик, технологий и технических решений возможно только на основе изучения факторов, приводящих к снижению надежности на каждом этапе жизненного цикла скважин разрабатываемого месторождения нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Балаба В.И., Василенко И.Р., Владимиров А.И., Гарин Ю.Р., Киршенбаум В.Я. Промышленная безопасность строительства и реконструкции скважин: Научное издание / Под редакцией А.И. Владимировой, В.Я. Киршенбаума. – М.: МФ «Национальный институт нефти и газа». – 2006. – 456 с.
2. Бирштейн Э., Нефтяная микробиология. – Л.: Гостехиздат. – 1957. – С.208-216.
3. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине. – М.: Недра. – 1990. – 409 с.
4. Булатов А.И., Видовский А.Л. и др. Изменение градиента давления прорыва воды на контакте цементный камень обсадная колонна при использовании расширяющегося цемента // Совершенствование технологий крепления скважин и разработка новых тампонажных материалов. Краснодар: ВНИИКРнефть, – 1988. – С. 4-8.
5. Василенко И.Р. Особенности технологии крепления эксплуатационных колонн на многопластовых месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Автореф. дис. канд. техн. наук. – М., – 2002. – 25 с.
6. Василенко И.Р. Повышение качества надежности крепи при бурении и капитальном ремонте скважин в условиях вероятной биокоррозии на нефтяных месторождениях // Анализ итогов внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти и ремонта скважин в ОАО «ЛУКОЙЛ» за 2003 год. – М.: ОАО «ЛУКОЙЛ». – 2004. – С. 234-238.
7. Василенко И.Р., Кузьмин Б.А., Дяченко А.И., Чертенков М.В. Восстановление герметичности крепи скважин в условиях поглощений на Усинском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 2006. - № 5, – С. 74-76.
8. Василенко И.Р., Кузьмин Б.А., Гришко В.И., Чертенков М.В. Защита НКТ в скважинах Р-С залежи Усинского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 6. – С. 12-14.
9. Гоник А.А. Коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения. – М.: Недра. – 1976. – 185 с.
10. Мухаметшин М.М., Баймухаметов М.К., Гоник А.А., и др. Условия возникновения отложений сульфида железа в добывающих скважинах и методы предотвращения осадкообразования в рабочих органах глубинно-насосного оборудования // Интервал, г. Самара, ООО «ДСМ», – 2000. – №8. – С.9-14.
11. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03). Утв. Постановлением Госгортехнадзора России от 05.06.03 №56.
12. Справочник по химии цемента / Под ред. Б. В. Волконского, Д.Г. Судакаса. – Л.: Стройиздат. – 1980. – 90 с.

РИНКО АЛЪЯНС

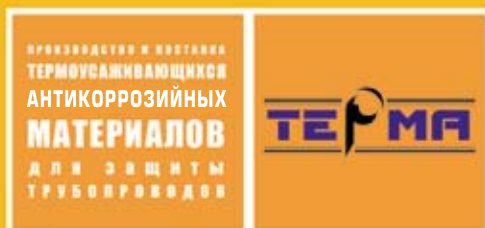
125367, Россия, г. Москва,
Волоколамское шоссе, д. 62
тел.: +7 (495) 363-00-64, 363-00-65
факс: +7 (495) 787-56-85
e-mail: rinko@rinko.ru
www.rinko.ru

Предприятие ЗАО «ТЕРМА»

является производителем термоусаживающихся материалов «ТЕРМА»
для антикоррозионной защиты тепло-, водо-, газо-, нефтепроводов с 1997 г.

Основными областями применения нашей продукции являются:

- Изоляция стальной трубы, не имеющей базовой заводской изоляции, методом спиральной намотки в заводских либо трассовых условиях.
- Нанесение защитной обертки на трубы, покрытые битумным слоем.
- Изоляция стальной трубы методом спиральной намотки при проведении переизоляционных работ в трассовых условиях.
- Изоляция сварных стыков труб диаметром до 1420 мм с заводским полиэтиленовым покрытием и покрытием на основе термоусаживающихся лент с возможностью получения двух- и трехслойной изоляции.
- Ремонт мест повреждения заводского полиэтиленового покрытия или покрытия на основе термоусаживающихся лент путем заполнения места повреждения полимерным наполнителем с последующей установкой армированной заплатки для увеличения прочностных свойств покрытия.
- Гидроизоляция теплопроводов различного назначения с температурой носителя до 150°C.
- Изоляция тройников, отводов и фасонных изделий в базовых и трассовых условиях.



www.terma-spb.ru

www.terma-spb.ru