

и герметичный гидравлический контур исключают разливы химически вредных веществ для почвы и человека. Замена существующих пневмо- или гидроударных механизмов на гидроимпульсный позволит существенно снизить вред окружающей среде при таком вредном для экологии процессе как бурение.

Литература

1. Пашков Е.Н., Зиякаев Г.Р., Новосельцева М.В. Анализ эффективности гидроимпульсного механизма бурильных машин // Научный журнал «Молодой ученый», 2015. – №10 (90). – С. 279 – 282.
2. Саруев Л.А., Зиякаев Г.Р., Пашков Е.Н. Математическое моделирование гидроимпульсного механизма бурильных машин // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал), 2011. – Вып. ОВ5. – С. 26 – 32.
3. Саруев Л.А., Пашков Е.Н., Зиякаев Г.Р., Кузнецов И.В. Силовой механизм сваебойной машины // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал), 2013. – Вып. S4 (1). – С. 482 – 485.
4. Тетельмин В.В., Язев В.А. Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе: учебное пособие. – Долгопрудный: Издательский дом «Интеллект», 2009. – 352 с.
5. Шадрин А.В., Саруев Л.А., Саруев А.Л. Динамические процессы в колонне труб при вращательно-ударном бурении скважин малого диаметра из подземных горных выработок. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 175 с.

ОСЛОЖНЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ЭКОЛОГИЮ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

К.Ю. Майков

Научный руководитель ассистент Л.К. Кудряшова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современной нефтедобывающей промышленности России в виду преобладания месторождений, находящихся на последней стадии разработки, характерно снижение качества добываемой продукции.

Одним из факторов, вызывающих уменьшение продуктивности скважин, является образование асфальтопарафиновых отложений (АСПО). Они также способствуют снижению эффективности рабочих систем и добывающего оборудования, что впоследствии может привести к аварии на объекте и разливу скважинной продукции и к неизбежному серьезному загрязнению почвенного покрова и близлежащего водоносного горизонта.

Как следствие, аварии могут приводить к простою нефтедобывающих скважин. В результате чего предприятие будет иметь значительные убытки, также может быть нанесен значительный вред окружающей среде на нефтепромысле. Поэтому вопрос прогнозирования возможных аварий и устранение их последствий у недропользователей стоит довольно остро.

Целью данной работы является анализ основных причин возникновения осложнений в процессе эксплуатации скважин и оценка их влияния на окружающую среду.

В качестве объекта исследований выбрано одно из крупных нефтяных месторождений Тюменской области – Мамонтовское, открытое еще в 1965 г. [2].

Мамонтовское нефтяное месторождение расположено в Нефтеюганском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 40 км от г. Нефтеюганск, входит в состав Сургутского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области и относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Промышленная нефтеносность установлена в пластах АС₄, АС₅₋₆, БС₆, БС₈, БС₁₀⁰, БС₁₀, БС₁₀^{тсп}, БС₁₁. Основные залежи нефти на Мамонтовском месторождении приурочены к меловым отложениям мегийонской свиты горизонта БС₁₀ [1].

Нефть Мамонтовского месторождения является тяжелой, сернистой, парафинистой, малосмолистой [2] и характеризуется следующими параметрами: плотность – 0,871-0,885 г/см³, содержание серы – 1,2-1,5 %, парафина – 2,9-3,8 %, смол – 7,6-9,1 %, асфальтенов – 2,2-3,1 %.

В связи с данными характеристиками добываемой продукции в процессе нефтедобычи возникают осложнения, связанные с выпадением асфальто-, смоло-, парафиновых веществ в эксплуатационных скважинах и наземных коммуникациях, а также осложнения, вызванные выпадением солей и бактериальным заражением. Это приводит к снижению дебита добывающих скважин, пропускной способности нефтепроводных коммуникаций и другим аварийным ситуациям.

Рассмотрим на примере нефтепромысла Мамонтовского месторождения основные способы борьбы с осложнениями, возникающими при эксплуатации скважин, а также их влияние на окружающую среду при несвоевременной диагностике.

Для удаления АСПО из эксплуатационных скважин месторождения рекомендуется использовать промывки насосно-компрессорных труб (НКТ) горячей нефтью с растворенным ингибитором. Депарафинизацию НКТ теплоносителем предпочтительно осуществлять по прямой схеме, когда горячая нефть подается непосредственно в НКТ. В случае закачки теплоносителя в затрубное пространство значительные потери тепла в грунт не позволяют прогреть НКТ до необходимой температуры.

Для ликвидации парафиновых пробок в скважинах, работающих с помощью ЭЦН, возможно применение ручных лебедок со скребками различных конструкций, «греющихся снарядов» на кабеле.

Необходимо отметить высокую эффективность применения химических растворителей при обработке добывающих скважин. Это связано с тем, что при воздействии растворителем происходит не только очистка НКТ от АСПО, но и очищается призабойная зона пласта (ПЗП) скважины от выпавших асфальтенов.

Определяющим условием предупреждения АСПО с помощью ингибиторов является дозирование их в добываемую нефть в необходимом количестве, что обеспечивается:

- непрерывной подачей в затрубное пространство с помощью наземного дозирующего насоса;
- непрерывной подачей с помощью глубинного забойного дозатора, например, из контейнера, заполненного ингибитором и оборудованного струйным насосом, приводимым в действие нефтяным потоком, втягиваемым ЭЦН;
- ежедневной подачей в затрубное пространство с помощью дозаторов типа «метанольницы»;
- подачей ударной дозы в течение 1–5 суток;

- периодической закачкой ингибитора в ПЗП, выполняющую роль дозатора реагента, через 1–3 месяца;

- задавливанием в пласт нефти и др.

В зарубежной практике ингибирования АСПО в добывающих скважинах широко используется технология, заключающаяся в непрерывной совместной подаче ингибитора и деэмульгатора расположенным на поверхности насосом по дозировочной трубке через специальную нагнетательную муфту, крепящуюся на НКТ ниже интервала начала отложения АСПВ. Данная технология, а также метод с использованием дозаторов, устанавливаемых на башмак НКТ, наиболее целесообразны для ингибирования АСПО в НКТ эксплуатационных скважин, оборудованных пакерами.

В настоящее время наиболее эффективным способом борьбы с АСПО следует признать методы, предупреждающие отложения АСПВ.

Помимо АСПО вредное влияние на оборудование оказывают также выпадение солей из высокоминерализованных вод. Помимо минеральной составляющей, отложения солей обычно содержат и некоторое количество органических примесей.

Негативные последствия отложения солей проявляются, главным образом, в поломках насосного оборудования и устьевых замерных установок, а также в снижении приемистости нагнетательных скважин.

Следует отметить, что воды сеноманского комплекса относятся к хлоркальциевому типу с общей минерализацией 9,3 г/л. Необходимо учитывать, что смешение в пластовых условиях вод, относящихся к разным типам, и даже простое разбавление некоторых растворов пресной водой может приводить к выпадению в осадок солей, в частности, карбоната кальция.

В настоящее время наиболее распространенным и экономичным следует признать способ удаления осадков неорганических солей с помощью солянокислотных обработок, в результате которых удаляются отложения карбоната кальция из нефтепромыслового оборудования. Для предотвращения отложения солей в нефтепромысловом оборудовании разработаны технологические, физические и химические способы.

Для борьбы с бактериальным заражением разработаны физические и химические способы. Для защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии в условиях бактериального заражения и подавления биоценоза в нефтяном пласте разработана технология комплексной защиты, заключающаяся в последовательной обработке коррозионно-агрессивных нефтепромысловых сред биоцидом и ингибитором коррозии.

Таким образом, рассмотрев основные методы борьбы с АСПО и другими осложнениями, установлено, что все они негативно сказываются как на НКТ, так и на добывающем оборудовании и фонтанной арматуре. Все это приводит к износу, образованию коррозии и, как следствие, к дальнейшим локальным авариям.

С точки зрения экологии подобные локальные аварии негативно сказываются на окружающей среде. При загрязнении геологической среды нефтью и жидкими углеводородами (УВ) от мелких источников загрязнения (в частности, нефтяных скважин, а также нефтехранилищ, складов горюче-смазочных материалов) образуется ареал нефтяного загрязнения. В процессе формирования ареала загрязнения УВ, кроме того, формируются абиотическая и биотическая зоны.

Среди физических нарушений геологической среды в районах нефте- и газодобычи следует отметить проявления прогибаний и провалов рельефа

ландшафта, а также подтоплений [3]. Безопасный уровень поступления загрязнителей определяется порогом самоочищающей способности почвы. Глубина просачивания нефти для песчаных и супесчаных почв составляет 1,0 м и более. Сильная загрязненность характеризуется проникновением нефти на глубину более 25 см, слабая – до 10 см.

При слабом загрязнении нефтью эффективна вспашка, позволяющая разрыхлять и перемешивать загрязненный слой. Для реанимации почв со средней степенью загрязненности необходимо частичное снятие загрязненного слоя, проведение вспашки в течение 2–3 лет и внесение минеральных и органических удобрений. Период восстановления почвенно-растительного покрова после загрязнения нефтью в количестве 12 л/м² в зависимости от климатических особенностей может растянуться на 25 лет.

Стоит отметить, что из всех видов загрязнения почвенной среды нефтепродуктами и другими группами загрязняющих веществ, наиболее опасным является загрязнение горизонта грунтовых вод, так как токсичные вещества могут мигрировать на большие расстояния, распространяться за пределы первоначального участка и проникать к водозаборным сооружениям. Над загрязненной поверхностью подземных вод формируется газовая оболочка из углеводородов. Все это может привести к отравлению пресных питьевых грунтовых вод [3].

Таким образом, в целях охраны недр строительство добывающих и нагнетательных скважин требуется производить в соответствии с действующей нормативно-технологической документацией. Необходимо соблюдать весь комплекс технологических мероприятий, обеспечивающий защиту недр, особенно подземных вод, от загрязнения, а также выполнять полный комплекс мероприятий по рекультивации в случае порывов и разливов скважинной продукции.

Учитывая, что средний срок службы оборудования эксплуатационных скважин составляет порядка 10–15 лет, а Мамонтовское месторождение находится на 4 стадии разработки, то во избежание локальных аварий необходим постоянный мониторинг состояния промыслового оборудования.

Можно считать целесообразным усиленный контроль за добывающим оборудованием, а также своевременная замена дефектных частей. Также для безопасной, с экологической точки зрения, работы нефтепромысла, важно внедрение новых наработок для сокращения рисков, связанных с авариями из-за износа оборудования и их последствиями. Необходимо подбирать щадящие методы для борьбы с АСПО, отложениями солей и бактериальным заражением, как для скважины, так и для самого пласта.

Литература

1. Атлас месторождений нефти и газа Ханты-Мансийского автономного округа-Югры: в 2 т. // Под ред. В.А. Волкова, А.В. Шпильмана. – Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 2013. – Т. 2. – 236 с.
2. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, Ф.К. Салманов и др. – М.: Недра, 1975. – 678 с.
3. Хаустов А.П., Редина М.М. Охрана окружающей среды при добыче нефти. – М.: Изд. Дело, 2006. – 552 с.