

интерпретации могут быть использованы в автоматизированных системах оперативной обработки промысловых данных интеллектуальных скважин, оснащенных стационарными информационно измерительными системами.

Литература

1. Ипатов А.И. Современные технологии гидродинамических исследований скважин и их возрастающая роль в разработке месторождений углеводородов / А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий, Д.Н. Гуляев // Нефтяное хозяйство, 2009. – № 1. – С. 52 – 55.
2. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
3. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 198 с.
4. Сергеев В.Л. Интегрированные модели и алгоритмы идентификации дебита скважин нефтяных месторождений / В.Л.Сергеев, Д.В. Севастьянов // Известия Томского политехнического университета . – 2006. – Т. 321. – № 6. – С. 149 – 152.
5. Тихонов А.Н. Методы решения некорректных задач / А.Н. Тихонов, В.Я. Арсенин. – М.: Наука, 1979. – 392 с.

МЕХАНИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ УДАЛЕНИЯ АСПО ИЗ СКВАЖИНЫ

Е.Г. Руфин

Научный руководитель профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Избавиться от образовавшихся отложений можно двумя методами: механический и химический. К механическому методу можно отнести разбуривание, расверливание солей и использование гидромониторов. К химическим методам относятся такие способы как: удаление гипса при помощи гидроксидов, карбонатных и бикарбонатных реагентов с последующим растворением продуктов реакции соляной кислоты, а также обработка комплексообразующими реагентами, которые образуют устойчивые ковалентные связи с определяемыми элементами.

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений. Для этой цели разработали целое множество скребков различной конструкции. Использование данного метода борьбы с АСПО значительно осложняется тем, что для его применения часто необходимы остановка работы оборудования, трубопровода и предварительная обработка их поверхности. Кроме того, возможны застревание скребков, обрыв их крепления и некоторые другие проблемы.

В конце 50-х годов в фонтанных скважинах для удаления парафина со стенок труб еще применялись ручные лебедки, на которые наматывалась скребковая проволока диаметром 2,5 – 3,0 мм, на свободный конец которой крепился скребок, выполненный конструктивно таким образом, что при движении вниз он складывался, а при движении вверх раздвигался до диаметра труб и соскребал с их внутренней поверхности отложившийся парафин. Оператор периодически в зависимости от интенсивности образования отложений на трубах вручную спускал скребок до требуемой глубины в НКТ, а затем поднимал его.

Позже этот процесс механизировался с применением электроприводной лебедки.

Затем были созданы автоматизированные депарафинизационные установки АДУ-3, которые включались на спуск скребка по программе, автоматически реверсировались и отключались при достижении скребком устья скважины. Позже были предложены «летающие» скребки, разработанные УфНИИ.

Первоначальный пуск скребка в скважину производил оператор через лубрикатор. При этом скребок находился в сложном положении, то есть режущие элементы устанавливались параллельно потоку флюида и создавали его движению минимальное сопротивление, вследствие чего скребок падал вниз. Достигнув нижнего амортизатора, скребок ударялся о него, раскрывался, режущие элементы устанавливались перпендикулярно потоку, принимая размер на 1 – 2 мм меньше диаметра труб, перекрывали их проходное сечение и потоком скважинного флюида перемещались вверх, одновременно соскабливая отложившийся на внутренней поверхности парафин. Достигнув верхнего амортизатора и ударившись о него, скребок складывался и падал вниз.

В насосных скважинах для борьбы с отложениями парафина на стенках подъемных труб применяются металлические скребки, укрепляемые на насосных штангах. В СНГ в основном используются пластинчатые скребки, изготовленные из 2,5 – 3 мм пластин листового железа (рис. 1), прикрепляемые к штангам при помощи хомутов.

Потребное количество скребков для каждой колонны насосных штанг:

$$n = \frac{h_n + 50}{l + l_n}$$

где h_n – глубина отложения парафина в м;

l – длина хода плунжера насоса или расстояние между пластинами в м;

l_n – длина пластины в м.

Насосные установки оборудуют штанговращателями при использовании пластинчатых скребков, которые подвешивают к головке балансира станка-качалки. Сальниковый шток заклинивается в роторе штанговращателя, и при его повороте поворачивается и колонна насосных штанг с укрепленными на них

скребками, при этом боковыми гранями срезается парафин со стенок труб. Штанговращатель вращает колонну насосных штанг на один оборот обычно за 40 ходов штока.

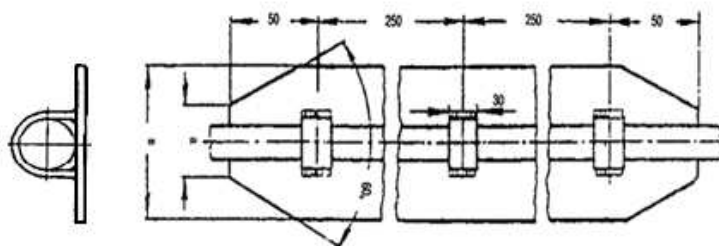


Рис. 1 Скребок пластинчатый

Отложения парафина в лифтовых трубах скважин, оборудованных СКН, удаляют в основном с помощью торцевых укороченных пластинчатых скребков ТатНИИ (рис. 2), привариваемых к штангам. При использовании пластинчатых скребков торцевого типа насосные установки также оборудуются штанговращателями, которые подвешивают к головке балансира. В торцевых скребках основной режущей кромкой является грань, определяющая толщину скребка. Парафин со стенок труб срезается во время движения колонны штанг, при повороте которых с помощью штанговращателя скребок перемещается в новое положение.

Число скребков n , необходимое для укомплектования колонны штанг,

$$n = \frac{H}{l + l_c - l_n},$$

где H – глубина спуска скребков;

l – длина хода полированного штока;

l_c – длина скребка;

l_n – длина зоны перекрытия по вертикали.

Применение укороченных торцевых скребков позволило уменьшить расход металла на их изготовление в 5 раз (по сравнению со скребками большой длины), резко снизить нагрузку на головку балансира, упростить технологию крепления их к штангам.

Ширина пластины принимается меньше на 2 – 3 мм соответствующего диаметра подъемных труб.

Широко распространен способ очистки выкидных линий от парафина с помощью резиновых шаров (торпед), который применим при любом способе эксплуатации скважин. Шары в трубопроводах продвигаются под действием потока жидкости эксплуатирующихся скважин. При использовании эластичных шаров (торпед) трубопроводы не должны иметь выступов и острых кромок на внутренней поверхности. Радиусы закругления трубопроводов диаметрами 100 мм должны быть не менее 150 мм. Схема обвязки устья скважин и приемного устройства на групповой установке показана на рис. 2. Перед первым пуском шара трубопровод пропаривается или промывается горячей нефтью. Частота запуска шара зависит от интенсивности парафинизации трубопроводов. При обводнении продукции скважин до 30% и более шары запускаются 1 – 2 раза в месяц. В приемной камере по указателю фиксируется поступление шара, который сразу же извлекается. При застревании его в трубопроводе пропускают второй шар. Если это оказалось неэффективным, оба шара проталкивают с помощью насосного агрегата. Превышение давления в трубопроводе выше допустимого свидетельствует об образовании глухой парафиновой пробки, для ликвидации которой используют пропарку трубопровода со стороны групповой установки по участкам.

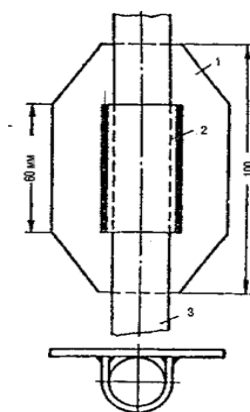


Рис. 2 Пластинчатый скребок ТатНИИ торцевого типа
1 – скребок, 2 – муфта крепления, 3 – штанга

Для очистки от отложений парафина в магистральных трубопроводах применяют также шаровые резиновые разделители (РШ), которые используются и для предотвращения смешивания разноразмерных продуктов в процессе их перекачки. Выпускают шаровые разделители и с магнитным датчиком, который в комплексе со специальным наземным оборудованием позволяет определять местонахождение шара в подземном трубопроводе.

В качестве рабочей жидкости летом применяется вода, зимой – антифриз. Для очистки трубопроводов переменного сечения используются шары типа СРШ, отличительной особенностью которых является наличие в толще стенки шара изолированного эластичного пористого слоя. Благодаря этому шар проходит через задвижки и участки трубопроводов с меньшим проходным сечением.

Вновь вводимые в эксплуатацию трубопроводы очищаются калибровочными поршнями, в передней части которых имеются жесткие металлические диски диаметром, равным 95% внутреннего диаметра труб. Благодаря этому обеспечивается полное удаление посторонних предметов и выявление дефектов трубопровода. Для периодической очистки трубопроводов применяют щелочные скребки.

Литература

1. Молчанов Л.С. Подземный ремонт скважин. – М.: Недра, 1986. – 181с.
2. Будников В.Ф., Макаренко П.П. Диагностика и капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин. . – М.: Недра, 1997. – 245 с.
3. Басанрыгин Ю.М., Булатов А.И. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин, 2002. – 336 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЫТЕСНЕНИЯ ВЯЗКОЙ ЖИДКОСТИ В ЯЧЕЙКЕ ХЕЛЕ-ШОУ

А.В. Степико

Научные руководители доцент В. М. Галкин¹, ведущий научный сотрудник В.А. Кувшинов²

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

²Институт химии нефти, СО РАН, г. Томск, Россия

В настоящее время заводнение, как метод разработки нефтяных месторождений применяется повсеместно. Использование воды для вытеснения нефти из пласта целесообразно, когда отношение вязкостей нефти и воды $\mu_0 = \mu_{\text{нефть}} / \mu_{\text{вода}}$ лежит в диапазоне от одной до пяти единиц. При дальнейшем увеличении данного отношения сильно проявляется неустойчивость Саффмана-Тейлора [2], которая заключается в образовании «пальцев», при вытеснении более вязкой жидкостью менее вязкой, что снижает эффективность заводнения. При высоких значениях параметра $\mu_0 = 20 - 30$ оправдано применение так называемого полимерного заводнения. При данном виде заводнения в качестве вытесняющих агентов применяются различные полимеры (полиакриламиды, полисахариды). Использование полимеров позволяет получить необходимое соотношение вязкостей μ_0 среды и агента, а также добиться некоторых других преимуществ.

Для экспериментального исследования нестационарного процесса вытеснения жидкости наиболее часто используются лабораторные установки в виде фильтрационной колонки. В этом случае моделируется одномерный (по пространственной координате) случай. Значительно реже применяется ячейка Хеле-Шоу, изобретенная английским инженером Henry Selby Hele-Shaw, которая представляет собой две параллельные пластины, разделенные небольшим зазором и которая используется для изучения характера обтекания тел жидкостью. Также ячейка используется для моделирования процессов течения и вытеснения жидкости в пористой среде. Ее преимущество в том, что в отличие от колонки, можно моделировать двумерный процесс вытеснения жидкости. В работе [1], при моделировании процессов в нефтяном пласте на ячейке Хеле-Шоу, для регистрации движения жидкости использовались рентгеновские лучи. Такие опыты требуют сложного оборудования и строгого соблюдения техники безопасности. Цель данной работы – сделать экспериментальную установку на основе ячейки Хеле-Шоу и провести опыты, аналогичные [1], используя оптический диапазон для регистрации движения жидкости, а в дальнейшем создать численную модель ячейки Хеле-Шоу используя математическую постановку из [3] и [4].

Лабораторные исследования проводились на базе Института химии нефти Сибирского отделения Российской Академии наук. В качестве ячейки Хеле-Шоу использовались две пластины из оргстекла, одна из которых имела центральное отверстие для подачи в полость жидкости. В качестве вязкой среды использовался водный раствор глицерина с флуоресцирующим веществом (флуоресцеин) и вытесняющий агент – водный раствор комплексного соединения поливинилового спирта и йода (йодиол). В ходе экспериментов получены характерные особенности вытеснения вязкой жидкости менее вязким агентом (неустойчивость Саффмана - Тейлора), которые проявляются визуально наличием четкой фрактальной структуры в виде своеобразных пальцев. На рисунке показан один из характерных опытов.