



УДК 622.276.05

ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК В УСЛОВИЯХ ИНТЕНСИВНОГО ВЫНОСА МЕХПРИМЕСЕЙ



FEATURES OF THE OPERATION OF ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMP UNITS IN CONDITIONS OF INTENSIVE REMOVAL OF SOLIDS

Алиметов Шамиль Агаметович
Инженер-технолог,
ООО «ЛУКОЙЛ Западная Сибирь»
ТПП Когалымнефтегаз»
shamil_alimetov@mail.ru

Уразаков Камил Рахматуллович
доктор технических наук,
профессор кафедры машины
и оборудование нефтегазовых промыслов,
Уфимский государственный
нефтяной технический университет
UrazakK@mail.ru

Аннотация. В работе исследованы вопросы влияния механических примесей на работу установок электроцентробежных насосов. Проведен анализ степени влияния фракционного состава мехпримесей на виды отказов элементов оборудования. Показаны основные пути защиты глубиннонасосного оборудования, эксплуатируемого в осложненных условиях.

Ключевые слова: электроцентробежный насос, механические примеси, фракционный состав, межремонтный период работы, фильтр.

Alimetov Shamil Agametovich
Process engineer,
LUKOIL Western Siberia
CCI Kogalymneftegaz LLC
shamil_alimetov@mail.ru

Urazakov Kamil Rakhmatullovich
Doctor of Technical Sciences,
Professor of Machinery
and equipment for oil and gas fields,
Ufa state oil technical university
UrazakK@mail.ru

Annotation. The paper studies the influence of mechanical impurities on the operation of electric centrifugal pump installations. The analysis of the degree of influence of the fractional composition of mechanical impurities on the types of failures of equipment elements is performed. The main ways of protecting the deep pump equipment operating in difficult conditions are shown.

Keywords: electric centrifugal pump, mechanical impurities, fractional composition, overhaul period, filter.

Механические примеси являются одним из наиболее неблагоприятных факторов, осложняющих добычу нефти в современных условиях. Применительно к глубиннонасосным установкам механические примеси служат главной причиной поломок и образования дефектов конструкции. Принято считать, что крупные механические частицы вызывают заклинивание насоса, а мелкие – вибрацию и повышенный абразивный износ. Согласно известным статистическим данным за последние годы на месторождениях западной Сибири процентная доля поломок электроцентробежных насосов (УЭЦН) от механических примесей намного превосходит влияние других факторов, главными из которых являются коррозия и солеотложения: механические примеси – составляют 35–50 %, коррозия – 20–25 % и солеотложения 15–20 % соответственно.

Если учитывать тот факт, что доля добычи нефти установками электроцентробежных насосов составляет порядка 70 %, то решение задачи защиты внутрискважинного насосного оборудования от мехпримесей весьма актуально. В первую очередь это скажется на повышении производительности скважин, уменьшении затрат на капитальный и текущий ремонт и в конечном итоге приведет к снижению себестоимости добычи нефти за счет увеличения наработки на отказ внутрискважинного оборудования.

Механические примеси представляют собой твердые вещества, которые содержатся в пластовой жидкости и входят в состав отложений на поверхности нефтепромыслового оборудования. Происхождение механических примесей в основном обусловлено четырьмя причинами:

- 1) выносом твердых частиц из пласта при освоении и эксплуатации скважин;
- 2) выносом с поверхности в результате проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) и технологических операций на скважинах (частицы, вносимые в составе растворов глушения, проппант после проведения гидроразрыва пласта (ГРП) и др.);
- 3) коррозией подземного оборудования;
- 4) взаимодействием химически несовместимых перекачиваемых жидкостей.

Механические примеси, попадающие в полость внутрискважинного оборудования, имеют следующие источники – это пласт, технологические жидкости, используемые в подземных операциях, продукты износа и коррозии обсадной колонны и глубиннонасосного оборудования. Основным же источником поступления песка являются слабосцементированные пласты-коллекторы. В процессе добычи нефти происходит разрушение скелета породы и поступление песка из пласта в скважину.



Основной измеряемой характеристикой механических примесей является количество взвешенных частиц (КВЧ) в мг/л. Среди основных факторов, определяющих величину концентрации примесей, традиционно выделяют следующие:

- 1) глубина залегания пласта и пластовое давление;
- 2) проницаемость пласта;
- 3) физико-химические свойства добываемой жидкости;
- 4) обводненность;
- 5) характеристики частиц песка;
- 6) дебит скважины;
- 7) плотность перфорации;
- 8) депрессия;
- 9) тип рабочей жидкости, используемой в процессе ремонтно-восстановительных работ.

Известно, что КВЧ является функцией, зависящей от вида проводимых технологических операций в скважине и рассматриваемого временного интервала. Резкое увеличение содержания механических примесей в основном обусловлено следующими видами работ:

- 1) запуск насосов и вывод скважин на режим после ремонта (капитального или текущего);
- 2) кратковременные остановки подачи, например, при отключении электроэнергии, и последующие запуски скважин;
- 3) нестабильный режим эксплуатации скважин из-за высокого значения динамического уровня, низкой обводненности: обе причины приводят к увеличению вредного влияния газа и, как следствие, вызывают нестабильный вынос механических примесей.

Следует отметить, что массовое использование в последние годы гидравлического разрыва пласта (ГРП) для интенсификации отборов нефти поставило нефтегазодобывающие предприятия перед новым типом осложнений в работе погружного насосного оборудования. Основной причиной осложнений является вынос из пласта проппанта, в том числе и раскрошенного, а также продуктов разрушения пласта – мелкой песчаной и супесчаной взвеси (механических частиц). Объем выносимого материала может колебаться от нескольких сотен килограмм до десятков тонн. Это приводит к катастрофическому износу рабочих органов насосной установки и отказу оборудования. Повышенное содержание механических примесей в пластовой жидкости разрушает рабочие колеса, опорные и промежуточные подшипники насосов, а также увеличивает нагрузки на вал, часто приводя к срезанию шлицевой части либо слома вала по телу и другим негативным последствиям. Все это существенно уменьшает наработку на отказ установок электроцентробежных насосов и межремонтный период работы скважины.

В такой ситуации исследование вопросов влияния проппанта и песка на работу погружного оборудования приобретает особую важность. Исследование движения механических частиц в скважине и оказываемого при этом влияния на стабильность работы насосов показывает существенное влияние на температурный режим установки. Оценка и анализ существующих методов защиты оборудования выявили наиболее эффективные направления, позволяющие увеличить срок безотказной работы электроцентробежных насосов в условиях интенсивного выноса проппанта и механических примесей.

При использовании фильтров в составе УЭЦН мелкие фракции твердых частиц проходят сквозь фильтр и, попадая в насос, практически не оказывают влияния на динамику жидкости. Крупные фракции с радиусами частиц 200 и 400 мкм не могут пройти через решетку фильтра и накапливаются снаружи [1, 2].

Механические примеси, не прошедшие через фильтр, группируются вблизи его внешней поверхности в виде горизонтального слоя, который препятствует вертикальному течению жидкости, направляя ее на прием насоса через нижние отверстия фильтра, в результате происходит рост общего перепада давления на установке и ухудшается охлаждение погружного электродвигателя. Наличие механических примесей приводит к затруднению теплоотвода от поверхности погружного электродвигателя в жидкость. Для решения данной задачи необходимы достаточно высокие скорости движения омываемой жидкости. Естественным методом охлаждения ПЭД является увеличение скорости омывающей его жидкости, которое при условии сохранения постоянного дебита достигается путем уменьшения проходного канала. Одним из способов увеличения скорости жидкости может являться применение УЭЦН с кожухом для погружного электродвигателя [3-6]. Несмотря на это обводнение продуктивных пластов, и повышенная минерализация попутнодобываемой воды в сочетании с присутствием механических примесей могут создавать условия интенсивного изнашивания металла элементов насосного оборудования. Попадая в зону трения, выносимые из пласта мехпримеси (прежде всего кварцевый песок) многократно ускоряют процессы износа.

Литература

1. Топольников А.С., Уразаков Т.К., Казаков Д.П. Численное моделирование обтекания погружной части установок электроцентробежных насосов с фильтром // Нефтегазовое дело. – 2009. – Т. 7. – № 2. – С. 89–95.



2. Смольников С.В. [и др.]. Методы защиты насосного оборудования для добычи нефти от механических примесей. – Уфа : Изд-во «Нефтегазовое дело», 2010. – 41 с.
3. Уразаков К.Р., Габдрахманов Н.Х., Кутдусова З.Р., Уразаков Т.К., Кутдусов А.Т., Алексеев Ю.В. Погружной электронасос : патент на изобретение RUS 2136970 06.05.1997.
4. Казаков Д.П., Уразаков К.Р., Топольников А.С., Кудрявцева А.А. Погружная электроцентробежная насосная установка : патент РФ № 2382237 С1 F04D13/10, F04D29/58, F04D29/70, 20.02.2010.
5. Гилаев Г.Г., Бахтизин Р.Н., Уразаков К.Р. Современные методы насосной добычи нефти. – Уфа, 2016. – 412 с.
6. Топольников А.С. [и др.]. Методика расчета параметров струйного насоса при совместной эксплуатации с ЭЦН // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2011. – № 3. – С. 134–146.

References

1. Topolnikov A.S., Urazakov T.K., Kazakov D.P. Numerical modeling of a submersible part of the installations of the electric centrifugal pumps with a filter // Oil and gas business. – 2009. – Vol. 7. – № 2. – P. 89–95.
2. Smolnikov S.V. [et al.]. Methods of protection of pump equipment for oil production from mechanical impurities. – Ufa : Petroleum and Gas Business Publishing House, 2010. – 41 p.
3. Urazakov K.R., Gabdrakhmanov N.H., Kutdusova Z.R., Urazakov T.K., Kutdusov A.T., Alekseev Yu.V. Submersible electric pump : patent for invention RUS 2136970 06.05.1997.
4. Kazakov D.P., Urazakov K.R., Topolnikov A.S., Kudryavtseva A.A. Submersible electric submersible pump : RF patent № 2382237 С1 F04D13/10, F04D29/58, F04D29/70, 20.02.2010.
5. Gilayev G.G., Bakhtin R.N., Urazakov K.R. Modern methods of pumping oil production. – Ufa, 2016. – 412 p.
6. Topolnikov A.S. [et al.]. Methods of calculation of the jet pump parameters at joint operation of the ESP installations // Electronic scientific journal Neftegazovoe Delo. – 2011. – № 3. – P. 134–146.