

Обоснование выбора технологий защиты осложненного фонда добывающих скважин

А.Ю. Пресняков

к.т.н., начальник отдела

PresnyakovAU@ufanipi.ru

А.М. Хакимов

ведущий научный сотрудник

KhakimovAM@ufanipi.ru

А.И. Волошин

д.х.н., эксперт по направлениям добычи

VoloshinAI@ufanipi.ru

В.В. Рагулин

к.т.н.

ragulin57@yandex.ru

А.А. Даминов

главный специалист

daminov@ufanipi.ru

ООО «РН-УфаНИПИнефть», Уфа, Россия

В работе изучены причины слома валов при эксплуатации скважин осложненного фонда, разработаны технологии защиты глубинно-насосного оборудования, предотвращающие сломы.

Материалы и методы

Анализ режимов эксплуатации скважин, химические и металлографические исследования УЭЦН, подвергшихся сломам валов.

Ключевые слова

солеотложение, механические примеси, УЭЦН

Одним из способов поддержания базового уровня добычи нефти является обеспечение бесперебойной продолжительной работы установок электроцентробежного насоса (УЭЦН), снижение количества их отказов. Основными причинами отказов УЭЦН являются: отсутствие подачи насоса, отсутствие сопротивления изоляции (R–O), негерметичность лифта насосно-компрессорных труб (НКТ), заклинивание насоса, которое может привести к сломам валов УЭЦН. Причиной заклинивания насоса может быть его эксплуатация в условиях, осложненных солеотложением, высоким содержанием механических примесей и коррозией.

Используемые технологии борьбы с указанными осложнениями, такие как ингибиторная защита, применение технологий крепления пласта, использование фильтров и другие позволяют существенно снизить негативное влияние осложнений на работоспособность насосного оборудования. Вместе с тем, сочетание таких осложнений как «солеотложение – механические примеси» или «механические примеси – коррозия» взаимно усиливает свое негативное влияние на эксплуатацию погружных насосов и требует применения комплексных технологий защиты [1, 2].

С целью изучения процессов отложения солей и механических примесей на УЭЦН, разработки технологий защиты глубинно-насосного оборудования (ГНО) от таких осложнений был проведен анализ режимов эксплуатации ряда скважин, осложненных отложениями солей и выносом механических примесей. Также были проведены исследования подвергшихся сломам валов УЭЦН из четырех скважин данного фонда.

Для оценки возможности воздействия на валы сульфидно-коррозионного растрескивания было проведено определение наличия сероводорода в пробах скважинной продукции. Известно, что коррозионное растрескивание углеродистых сталей вызывается при наличии в среде сероводорода и парциальном давлении более 0,0003 МПа. В результате проведенного анализа, не обнаружено

наличие сероводорода в выделяющемся из жидкости газе и в водной фазе. Таким образом, вероятность влияния на слом вала УЭЦН сульфидно-коррозионного растрескивания опровергнута.

Исследования химического состава образцов валов на стационарном оптико-эмиссионном приборе и металлографические исследования, проведенные с помощью оптического и электронного микроскопов, не выявили расхождений с нормативными показателями. Определение твердости образцов валов методом Роквелла показало, что на образцах со скважин № 1 и 2 (сплав Inconel 718) твердость составляет в среднем 48 ± 1 HRC, а на образцах со скважин № 3 и 4 (сплав Monel K500) — 36 ± 1 HRC, что соответствует стандарту ASTM. Завершающим этапом исследований являлось определение ударной вязкости, которое проводилось по стандартной методике по ГОСТ 9454-78 на копре с вертикально падающим грузом. Исследованные валы со скважин № 1 и 2, изготовленные из сплава Inconel 718, имеют одинаковую ударную вязкость, что свидетельствует о высоком качестве исходного металла. Валы со скважин № 3 и 4, изготовленные из сплава Monel K500, обладают близкими значениями ударной вязкости, но имеют больший разброс значений между соседними испытаниями одной партии. Ударная вязкость валов, изготовленных из сплава Monel K500 почти в 2 раза выше аналогичных показателей валов, изготовленных из сплава Inconel 718. Данные результаты коррелируют с данными по твердости — чем выше твердость, тем меньше значения ударной вязкости.

Изучение геолого-технических характеристик и параметров работы данных скважин показало, что проблема характерна для скважин с низкой обводненностью и высоким газовым фактором. Вынос воды при разгазировании приводит к пересыщению жидкости солями с их последующим выпадением на рабочих органах УЭЦН. Осложняющий работу ЭЦН эффект усиливается в тех скважинах, в которых наблюдается сочетание процессов солеотложения и выноса механических примесей. Эти два осложняющих фактора взаимно усиливают друг друга: механические примеси стимулируют отложение соли, в частности, карбоната кальция, соль, в свою очередь, способствует слипанию частиц механических примесей [1]. На рис. 1 приведены образования, отобранные при комиссионном разборе одного из исследуемых ЭЦН. Это кальцит с присутствием частиц кварца, которые выступают в качестве затравки кристаллизации.

Таким образом, в результате проведенных исследований установлено, что основной причиной слома валов в рассмотренных четырех скважинах является сочетание процессов отложения солей и механических примесей на УЭЦН, приводящее к цементации механических примесей, заклиниванию УЭЦН и последующему сломам вала.

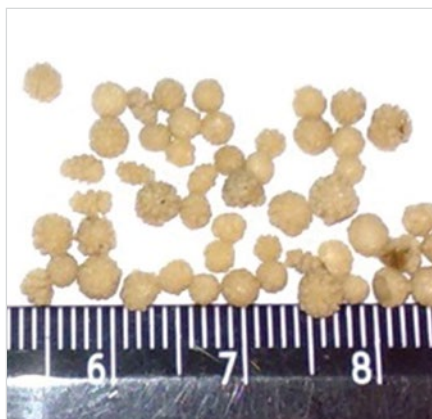


Рис. 1 — Образования с рабочих колес УЭЦН
Fig. 1 — Formations on ESP impeller

Полученные результаты обуславливают необходимость подбора эффективных технологий борьбы с механическими примесями и предотвращения солеотложения. Существующие методы борьбы с мех. примесями можно разделить на использование механических средств (скважинные фильтры различных конструкций) и средств, укрепляющих породу пласта (закачивание химических реагентов).

Наиболее простыми, рациональными и доступными являются механические методы. К ним относится оборудование скважин противопесочными фильтрами различных конструкций: проволочными, сетчатыми, гравийными. Ещё одним методом борьбы с механическими примесями является крепление призабойной зоны пласта химическим и физико-химическим методами. К химическим методам относится искусственное закрепление породы пласта вяжущими и цементирующими составами: синтетическими смолами, цементом с различными добавками, силикатами. Физико-химический метод включает в себя закачку крупнозернистого песка или цементно-песчаной смеси в призабойную зону пласта и его последующее закрепление разными способами: путем коксования нефти в призабойной зоне пласта, обработкой призабойной зоны химическими реагентами с последующей термической обработкой, проведение гидроразрыва пласта с последующим закреплением.

Для борьбы с отложениями неорганических солей применяется множество методов, которые можно разделить на следующие группы: физические,

технологические и химические (рис. 2). Наиболее распространенные из представленных — химические и технологические.

С целью экспресс-оценки вероятности выпадения солей нами был разработан расчетный модуль, позволяющий рассчитать концентрацию солей в пластовой воде, в зависимости от параметров работы УЭЦН, компонентного состава и влагосодержания газа, параметров работы скважины (дебит, обводненность, плотность нефти и газовый фактор). Расчёт производится с учетом выноса воды при разгазировании добываемой жидкости, показывает изменение ионного состава воды. Проведение такого превентивного расчета позволяет оценивать влияние параметров работы скважины, прогнозировать выпадение солей и планировать мероприятия по их предотвращению. Пример расчета на модуле представлен на рис. 3.

Итоги

Успешно проведены исследования причин слома валов УЭЦН, эксплуатирующихся в осложненных условиях. Установлено, что одной из причин слома валов при эксплуатации скважин является сочетание процессов отложения солей и механических примесей на УЭЦН, приводящее к его заклиниванию и последующему слому.

Выводы

Для снижения количества таких отказов разработаны следующие рекомендации:

- проведение мини-задавок ингибиторов солеотложения в ПЗП с предоторочками растворителя и гидрофобизатора;

- последовательное закачивание ингибитора солеотложения и кислотного состава с продавкой композиции в пласт, с целью повышения эффективности действия ингибирующего состава и очистки поверхности погружного скважинного оборудования от отложившихся солей;
- введение в жидкости глушения скважин ингибиторов солеотложения;
- применение кислотных составов, содержащих ингибитор солеотложения при проведении промывок УЭЦН;
- проведение превентивных расчетов степени концентрирования солей в зависимости от дебита, обводненности, газового фактора.

Выполнение данных рекомендаций и своевременных мероприятий по предотвращению отложения солей позволит значительно сократить количество отказов глубинно-насосного оборудования по причине слома вала, повысить эффективность эксплуатации УЭЦН.

Список литературы

1. Михайлов А.Г., Ягудин Р.А., Волгин В.А., Стрижнев В.А., Рагулин В.В. Комплексная защита скважинного оборудования при пескопроявлении в ООО «РН-Пурнефтегаз» // Территория Нефтегаз. 2010. №12. С. 84–89.
2. Михайлов А.Г., Ягудин Р.А., Волгин В.А., Шакиров Э.И. Анализ применения технологий защиты скважин при пескопроявлении в ООО «РН-Пурнефтегаз» // Нефть. Газ. Новации. 2010. №12. С. 71–74.



Рис. 2 — Методы предотвращения солеотложения
Fig. 2 — Methods for scaling preventing

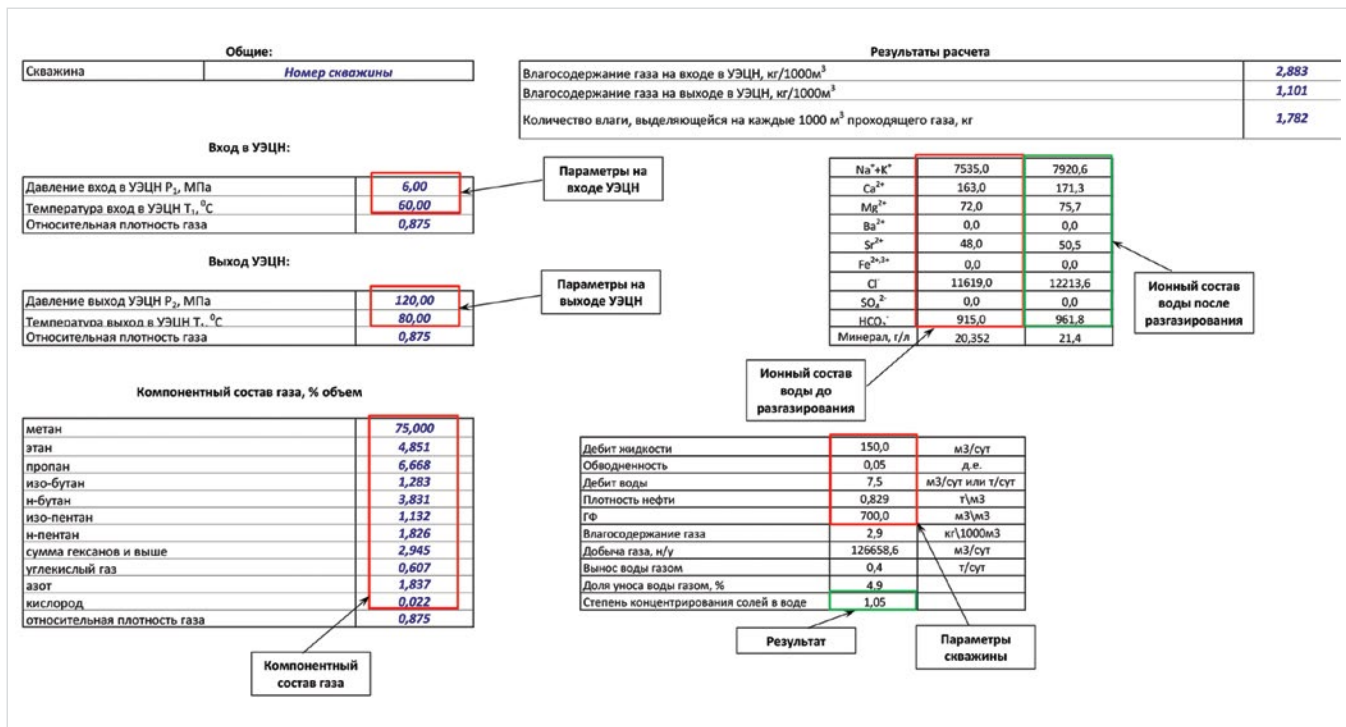


Рис. 3 — Пример расчета концентрации солей в пластовой воде
 Fig. 3 — Calculation of salt concentration in strata water

Justification of technologies selected to protect difficult production wells

UDC 622.276

Authors:

Alexander Yu. Presnyakov — Ph.D., head of department; PresnyakovAU@ufanipi.ru
Azamat M. Khakimov — researcher; KhakimovAM@ufanipi.ru
Alexander I. Voloshin — Sc.D., an expert in production areas; VoloshinAI@ufanipi.ru
Victor V. Ragulin — Ph.D.; ragulin57@yandex.ru
Azat A. Daminov — chief specialist; daminov@ufanipi.ru

RN-UfaNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

Abstract

The paper explores ESP shaft failures, occurring in difficult wells. It also presents protection technology for downhole pumping equipment to prevent failures.

Materials and methods

Review of well operation modes, chemical and metallographic study of ESPs with broken shafts.

Results

Broken shafts of ESPs operating in difficult wells have been effectively studied. It has been revealed that one of the causes of

broken ESP shafts is related to deposition of scale and solids around ESP units, which leads to sticking and failing.

Conclusions

The following recommendations have been developed to reduce such failures:
 - injection of small amount of scale inhibitors into the bottomhole area with pre-slug of mutual solvent and oil wetting agent;
 - sequential injection of scale inhibitor and acid compound and squeezing the composition into the formation, in order to increase inhibitor performance and to remove scaling from the surface of downhole equipment;

- adding scale inhibitors to well-killing fluids;
 - use of acid compounds containing scale inhibitor for ESP flushing;
 - preventive calculation of scale concentration potential based on production rate, water-cut, and gas/oil ratio. Implementation of these scale-preventing recommendations and actions will significantly reduce the number of shaft failures in downhole pumping equipment and improve ESP efficiency.

Keywords

scaling, mechanical impurities, ESP

References

- Mikhailov A.G., Yagudin R.A., Volgin V.A., Strizhnev V.A., Ragulin V.V. *Kompleksnaya zashchita skvazhinnoy oborudovaniya pri peskoproyavlenii v OOO «RN-Purneftegaz»* [Complex protection of downhole equipment at sand development in «RN-Purneftegaz» LLC]. *Territoriya neftegaz*, 2010, issue 12, pp. 84–89.
- Mikhailov A.G., Yagudin R.A., Volgin V.A., Shakirov E.I. *Analiz primeneniya tehnologij zashchity skvazhin pri peskoproyavlenii v OOO «RN-Purneftegaz»* [Analysis of well protection procedure application against sand production at the example of OOO RN-Purneftegaz]. *Oil. Gas. Novations*, 2010, issue 12, pp. 71–74.