

О возможностях оптимизации классов износостойчивости электроцентробежных насосов на месторождениях ПАО «Оренбургнефть» (в порядке обсуждения)

С.Б. Якимов (ОАО «НК «Роснефть»)

Ключевые слова: механизированная добыча нефти, электроцентробежные насосы (ЭЦН), эксплуатация ЭЦН в осложненных условиях, подбор ЭЦН, механические примеси, пескопроявления, пескоуловители (десандеры).

Key words: artificial oil lift, electric submersible pump (ESP), ESP operation under abnormal conditions, ESP selection, mechanical admixtures, sand related problems, desanders.

Адрес для связи: s_yakimov@rosneft.ru

Введение

Поиск научно-обоснованных путей снижения операционных затрат на подъем жидкости из скважин – одна из наиболее актуальных задач, стоящих перед инженерами-нефтяниками. В последние годы технологии повышения энергоэффективности механизированной добычи нефти получили большое распространение, их массовое применение позволяет снизить затраты. При этом важным направлением снижения затрат остается сокращение числа отказов скважинного оборудования.

В 2003–2013 гг. значительная экономия была получена при переходе на новые конструкции и материалы изготовления рабочих органов электроцентробежных насосов (ЭЦН). В работе [1] описан опыт реализации стратегии повышения наработки на отказ ЭЦН за счет перехода от насосов одноопорной конструкции с рабочими колесами (РК) и направляющими аппаратами (НА) из серого чугуна на насосы с РК и НА двухопорной конструкции из нирезиста типа 1 с радиальными промежуточными подшипниками на валу.

Применение ЭЦН повышенной изнoso-коррозионной устойчивости долгие годы было главным направлением развития нефтегазовой отрасли и способом снижения операционных затрат при механизированной добыче нефти. Для сокращения складских запасов и оптимизации логистических затрат на доставку оборудования и запасных частей многие нефтегазодобывающие компании практиче-

ски полностью перешли на использование ЭЦН с рабочими органами из нирезиста типа 1. В этом российской промышленность несколько приблизилась к зарубежной, в которой из нирезиста изготовлено около 95 % насосных агрегатов [2].

В последние годы появились новые виды материалов, однако дальнейшее снижение затрат на механизированную добычу нефти невозможно без адресного подбора оптимальных по конструкции ЭЦН к конкретным группам скважин. Очевидно, что переход от нирезиста типа 1 на новые материалы будет постепенным.

Задачу подбора оптимальных материала рабочих органов и конструктивного исполнения ЭЦН нефтедобывающие компании и производители оборудования должны решать совместно. Основной задачей нефтедобывающей компании являются разработка технических требований к оборудованию на основе детальной информации об агрессивности добываемой жидкости и условиях эксплуатации, а также выработка экономически обоснованных критериев его ресурса. Задачей производителей оборудования является подбор оптимальной конструкции ЭЦН и материалов для их изготовления с целью оптимизации их стоимости для конкретных скважинных условий.

В данной статье на основе анализа агрессивности добываемой жидкости и условий эксплуатации скважин на месторождениях ПАО «Оренбургнефть» рассмотрены возможные пути оптимизации конструкции ЭЦН с целью снижения затрат на их закупку.

Изучение качественного и количественного состава частиц в добываемой жидкости

Широко используемый метод мониторинга содержания механических примесей в добываемой жидкости, основанный на определении концентрации взвешенных частиц (КВЧ) и выполняемый согласно отраслевому стандарту [3], малоинформативен для инженеров, занимающихся подбором скважинного оборудования [4]. КВЧ по этому методу определяется путем экстрагирования нефтепродуктов хлороформом, фильтрации пробы через бумажный фильтр, промывки его дистиллированной водой, последующего высушивания фильтра и взвешивания осадка. В работе [4] приведены результаты количественного и качественного анализа частиц, выносимых из терригенных пород нефтяных месторождений Западной Сибири, на основании которых сделан вывод о большой вариации состава проб.

Без информации о количестве выносимых твердых частиц, их гранулометрическом составе и степени окатанности твердых минералов сложно определить целесообразность использования технологий защиты скважинного оборудования и выбора класса износоустойчивости применяемых насосов. Сведения о предельном содержании твердых частиц в составе добываемой жидкости имеются в опросных листах всех компаний, выпускающих ЭЦН и скважинные штанговые насосы (СШН). В технических условиях заводов-изготовителей и технических требованиях нефтегазодобывающих компаний всегда указаны критерии обеспечения продолжительной работы оборудования при определенных максимально допустимых содержаниях твердых частиц и коррозионной активности добываемой жидкости. Как правило, регламентируется максимальное содержание частиц с определенной твердостью по шкале Мооса, а также содержание H_2S и CO_2 .

Из-за большого числа объектов разработки на 115 месторождениях, эксплуатируемых ПАО «Оренбургнефть», проведение исследований по изучению состава выносимых частиц требует длительного времени и значительных финансовых средств. В связи с этим и с учетом того, что инженеру по подбору скважинного оборудования достаточно иметь усредненные данные о количестве и составе выносимых частиц, были проведены исследования по 44 скважинам, эксплуатирующим карбонатные и терригенные коллекторы 21 месторождения. Для изучения состава частиц использовалась методика, описанная в работе [4]: из скважины отбиралась проба добываемой жидкости объемом 2 л и далее

получали фильтрат по методике [3]. Качественный состав фильтрата определялся микроскопным методом инженером-петрофизиком из ОАО «НижневартовскНИПИнефть».

Анализ проб показал, что частицы, выносимые из карбонатных коллекторов, состоят преимущественно из кристаллов солей и гидроксидов железа. Кристаллы солей (в основном карбонат и сульфат кальция) образуют зерна неправильной формы с неровными или извилистыми краями размером от 0,02 до 0,05 мм. Гидроксиды железа выделяются бесформенными скоплениями на поверхности кристаллов солей или других присутствующих частиц. На рис. 1, а представлена фотография фильтрата добываемой из карбонатных коллекторов жидкости с 50-кратным увеличением. Довольно часто в составе выносимых частиц присутствует углистое вещество, представленное в виде примазок размером до 0,05 мм.

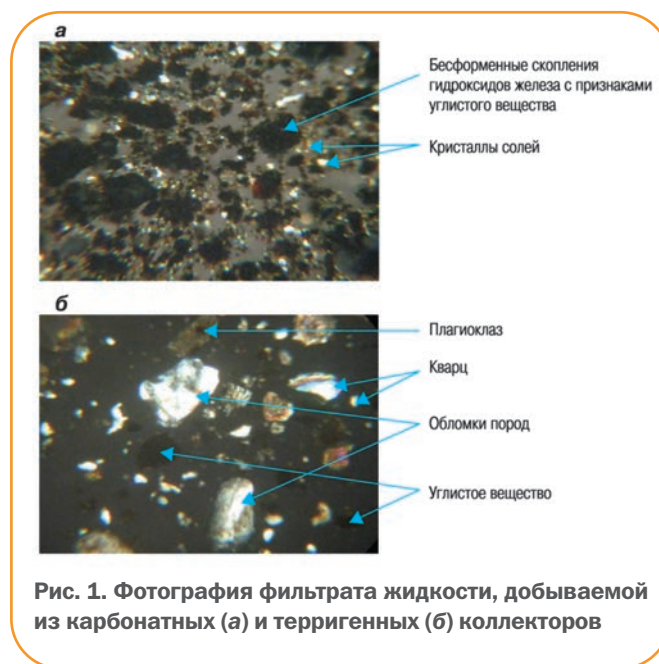
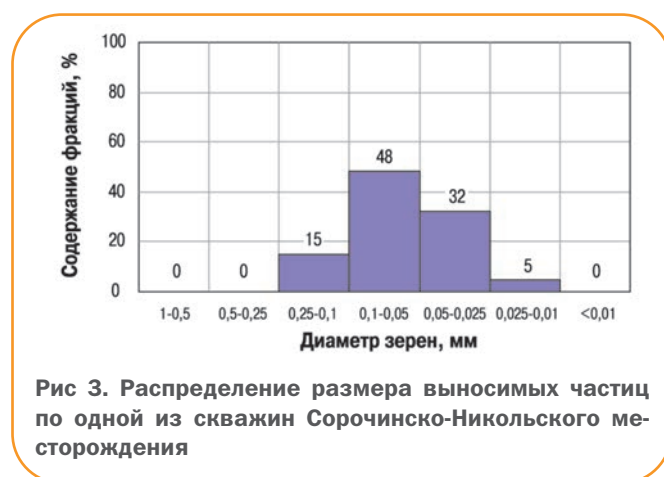


Рис. 1. Фотография фильтрата жидкости, добываемой из карбонатных (а) и терригенных (б) коллекторов

Присутствие в составе карбонатного коллектора кристаллов кварца на различных месторождениях России подтверждается в работе [5]. Проведенные исследования по изучению минералогического состава выносимых частиц подтвердили наличие кварца в добываемой жидкости, содержание которого в среднем составило 2,5 %. Состав выносимых частиц в жидкости из карбонатных коллекторов представлен на рис. 2, а. Помимо гидроксидов железа и кристаллов солей, в карбонатных коллекторах присутствуют углистые вещества и смолоасфальтеновые образования в виде примазок к кристаллам солей или бесформенных скоплений размером до 0,05 мм. Исследования 22 проб показали, что выносимые из карбонат-



ных коллекторов частицы со средней концентрацией 106 мг/л, на 97,5 % мягкие, неабразивные.

Состав частиц, содержащихся в добываемой из терригенных коллекторов жидкости месторождений Оренбургского региона (см. рис. 1, б), отличается значительно большим количеством твердых абразивных минералов и включает кварц, плагинклас и незначительное количество обломков горных пород. Доля мягких неабразивных частиц, составила 57,9 %.

Компанией «Лайсан», осуществляющей сервисные услуги по защите скважин ПАО «Оренбургнефть» с применением химических методов, с использованием инфракрасной спектроскопии был изучен состав отложений на рабочих органах ЭЦН одной из скважин Родниковского месторождения, эксплуатирующей терригенный коллектор. Анализ показал, что в состав пробы входят кварц – 23 %, соли (карбонат и сульфат кальция) – 11 %, глина – 19 %, оксиды и сульфид железа – 44 %.

Гранулометрический состав выносимых из терригенных коллекторов частиц изменяется по исследованным пробам скважин разных месторождений. При выборе средств защиты от песка можно считать, что выносятся в основном крупно- и среднезернистые алевритовые фракции, доля частиц размером 0,05-0,1 мм составляет около 50 % (рис. 3).

Таким образом, исследования 22 проб выносимых из терригенных коллекторов частиц показали, что их средняя концентрация составляет 124 мг/л, на 42,3 % они состоят из твердых абразивных частиц. Средняя концентрация выноса твердых абразивных частиц составила 52 мг/л, что соответствует данному показателю по большинству хорошо сцементированных юрских пластов Западной Сибири.

Изучение коррозионной активности вод и их склонности к солеобразованию

С целью выбора оборудования для механизированной добычи нефти необходимо иметь четкое представление не только о составе частиц в добываемой жидкости, но и о возможных осложнениях в виде коррозии и отложения солей. Автором были изучены свойства воды по объектам разработки путем определения среднего показателя, полученного по результатам исследования трех скважин по каждому объекту разработки: малообводненной (обводненность 0–20 %); среднеобводненной (20–70 %); высокообводненной (70–95 %). Концентрация растворенных CO_2 и H_2S устанавливалась в свежееотобранных пробах жидкости соответственно по методике измерений №6106-11 ФГУП «ВНИИР» и ОСТ 39-234-89.

Склонность попутно добываемой воды к осаждению карбоната кальция определялась по методике Г.А. Стиффа и Л.Е. Девиса по индексам насыщения при пластовой температуре. Индекс насыщения позволяет лишь качественно оценить способность воды к образованию или растворению карбоната кальция: при индексе 0,2–2 возможно выпадение осадка, при более 2 вероятны сильные солеотложения [6].

Склонность попутно добываемой воды к осаждению сульфатных осадков определялась по методу Дж.Е. Одда и М.В. Томпсона. Если индекс насыщения воды сульфатами кальция (гипсом или ангидритом) или сульфатом бария (баритом) более нуля, то сульфат кальция или бария выпадает, при индексе насыщения менее нуля выпадения солей не происходит.

В табл. 1 приведены данные о концентрации растворенных агрессивных газов и склонности вод к осложнениям на некоторых месторождениях

Таблица 1

Месторождение	Температура пласта, °С	Концентрация, мг/дм ³ , растворенного		Индекс насыщения	
		CO ₂	H ₂ S	по CaCO ₃	по CaSO ₄
Бобровское	55	154	46	1,5	0,7
Долговское	50	148	61	1,7	0,5
Курманаевское	50	130	121	1,8	0,4
Покровское	40	183	112	1,2	0,5
Герасимовское	56	222	93	1,7	0,4
Пронькинское	38	351	6	1,1	0,5
Сорочинско-Никольское	42	98	93	1,6	0,6
Кодяковское	44	164	77	1,1	0,7
Родинское	41	92	55	1,3	0,3
Горное	42	136	114	1,5	0,3
Вахитовское	69	86	44	2	0
Пономаревское	37	241	109	1,0	0,5
Загорское	86	98	30	3,2	0,8
Тарханское	36	254	215	1,5	0,6
Сул-Заглядинское	38	320	258	1,7	0,7
Красноярское	34	64	103	1,1	0,7

Примечание. 1. Для всех скважин характерны углекислотный и сероводородный типы коррозии. 2. Для скважин Вахитовского и Загорского месторождений отмечается сильное солеотложение; для остальных скважин характерно образование солей.

ПАО «Оренбургнефть», из которых видно, что коррозия скважинного оборудования возможна в большинстве скважин. Воды почти всех месторождений имеют склонность к выпадению карбоната и сульфата кальция при пластовой температуре. Специалисты ПАО «Оренбургнефть» на всем фонде скважин организовали ингибиторную защиту от коррозии скважинного оборудования и наземных трубопроводов. В результате доля отказов НКТ из-за коррозионных разрушений составляет всего 5 %. Ингибиторная защита от солеотложения применяется гораздо реже и только в скважинах, где фиксировались отказы ЭЦН из-за отложения солей, число которых составляет всего 5 %; на засорение ЭЦН механическими примесями приходится 6 % отказов.

Области эксплуатации ЭЦН с вероятным абразивным износом

К сожалению, ни в России, ни за рубежом нет методики выбора класса износостойчивости ЭЦН для различных условий эксплуатации, одновременно учитывающей концентрацию абразивных частиц и наличие коррозионных компонентов в добываемой жидкости. Обычно заводы-производители в каталогах выпускаемой продукции приводят рекомендации для подбора классов ЭЦН по устойчивости к коррозии и абразивному износу. Например, крупнейший в стране производитель ЭЦН – компания «Борец» – рекомендует при выносе частиц с микротвердостью до 7 по шкале Мооса с концентрацией до 200 мг/л использовать насосы в обычном исполнении (из серого чугуна), 200-500 мг/л – насосы в из-

носоустойчивом исполнении из нирезиста типа 1 с промежуточными подшипниками, 500-1000 мг/л – насосы повышенной износостойчивости компрессионной или пакетной сборки [7]. При этом указанные материалы применимы для добываемых вод с рН = 5–8,5. Предельно допускаемая концентрация H₂S для насосов обычного и износостойчивого исполнения составляет 10 мг/л, коррозионностойкого – 1250 мг/л.

Автор не вполне согласен с данными рекомендациями по допустимым концентрациям абразивных частиц и H₂S. В качестве примера можно привести негативный опыт эксплуатации ЭЦН с РК и НА из серого чугуна в скважинах Самотлорского месторождения с массовыми отказами оборудования. При этом согласно проведенным исследованиям фактическая концентрация абразивных частиц в продукции скважин Самотлорского месторождения не превышала 200 мг/л [4]. Другой пример – успешная эксплуатация многих скважин, оборудованных ЭЦН в стандартном исполнении, в Урало-Поволжском регионе, где содержание H₂S в продукции превышает 10 мг/л.

В некоторых зарубежных компаниях-производителях ЭЦН, таких как Baker Hughes и Wood Group ESP (куплена компанией General Electric), для подбора оборудования используется «индекс агрессивности» (AI) выносимых частиц [8, 9]. Рассмотрим возможность применения данной методики для месторождений ПАО «Оренбургнефть». На рис 4 представлена зависимость расчетных значений AI от концентрации абразивных частиц (кварца, плагиоклаза и обломков пород) в исследованных пробах.

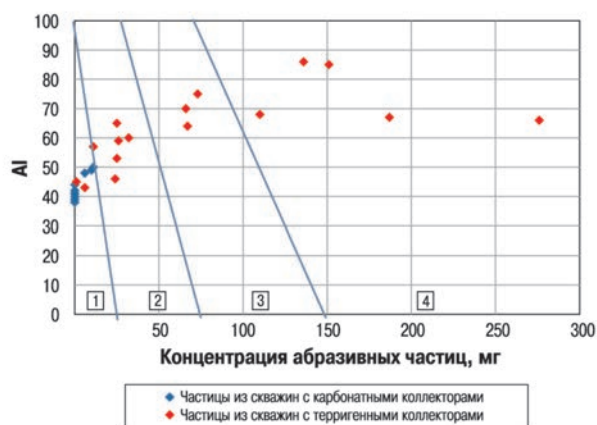


Рис. 4. Зависимость расчетных значений AI от концентрации абразивных частиц по исследованным пробам:
1, 2, 3, 4 – область соответственно слабого, умеренного, повышенного и высокого абразивного износа

Так как абразивные частицы в добываемой жидкости месторождений ПАО «Оренбургнефть» в основном представлены кварцем, их твердость можно принять равной 7 по шкале Мооса. С учетом рекомендаций, изложенных в работе [9], можно выделить четыре зоны с потенциальными рисками возникновения абразивного износа рабочих органов ЭЦН: слабого, умеренного, повышенного и высокого.

Как видно из рис. 4, все ЭЦН, работающие в скважинах, эксплуатирующих карбонатные коллекторы, находятся в области слабого абразивного износа. AI частиц, присутствующих в добываемой из терригенных коллекторах жидкости, и их количество намного выше, что вызывает риск повышенного износа рабочих органов ЭЦН.

Таким образом, необходим дифференцированный подход к выбору классов износостойчивости ЭЦН. Для оптимизации затрат на закупку оборудования целесообразно ограничиться тремя классами износостойчивости ЭЦН:

- 1) для эксплуатации скважин с карбонатными коллекторами (см. рис. 4, область 1);
- 2) для эксплуатации скважин с карбонатно-терригенными и терригенными коллекторами с умеренным (до 100 мг/л) выносом абразивных частиц (см. рис. 4, области 2 и 3);
- 3) для терригенных коллекторов с повышенным (более 100 мг/л) выносом кварца (см. рис. 4, область 4).

При подборе конструкции РК и НА следует учитывать и условия эксплуатации. Для интенсификации притока в скважинах часто проводят гидравлический разрыв пласта (ГРП) или солянокислотную обработку (СКО), и после постепенного снижения эффекта многие ЭЦН довольно длительное время ра-

ботают за левой границей допустимой рабочей зоны напорной характеристики. Такие особенности эксплуатации являются основной причиной повышенного осевого износа, для уменьшения которого целесообразно использовать РК и НА двухпорной конструкции.

Содержание агрессивных элементов в добываемых водах согласно рекомендациям заводов-производителей ЭЦН также должно учитываться. Большая часть месторождений Оренбургского региона осложнена присутствием в добываемых водах H_2O или CO_2 (см. табл. 1). Благодаря постоянной ингибиторной защите, а также относительно низким пластовым температурам коррозия корпусов ЭЦН и ПЭД встречается довольно редко, значительных коррозионных разрушений рабочих органов ЭЦН не наблюдается.

В ПАО «Оренбургнефть» при эксплуатации скважин в карбонатных и терригенных коллекторах в основном применяются ЭЦН одной группы повышенной износостойчивости: с РК и НА из нирезиста типа 1 с промежуточными подшипниками, установленными через 50 см; списание рабочих органов отработавших ЭЦН находится в пределах 20–30 %. В табл. 2 приведены данные о среднем межремонтном периоде (МРП) работы скважин в зависимости от типа коллектора.

Таблица 2

Тип коллектора	Число скважин с ЭЦН	Средний МРП, сут
Карбонатный (известняк или доломит)	1251	658
Карбонатно-терригенный	536	627
Терригенный	395	564

Учет влияния смолоасфальтеновых частиц на износостойчивость ЭЦН

Влияние смолоасфальтеновых образований, присутствующих в добываемой жидкости в виде отдельных частиц и примазок к кристаллам солей и твердых минералов, на работу скважинного оборудования требует детального изучения. Данный фактор необходимо учитывать во многих случаях при выборе конструкции скважинного оборудования. Например, при планировании применения противопесочных устройств необходимо учитывать количество смолоасфальтеновых частиц в жидкости, которые могут быстро забить рабочие элементы фильтра [10]. В работе [11] сделан вывод, что присутствие в добываемой жидкости асфальтенов значительно ускоряет процесс кольматации частицами рабочей поверхности проволочных фильтров, что уменьшает ресурс их работы.

Проведенное автором исследования показали значительное присутствие смолоасфальтеновых частиц в добываемой жидкости по большинству месторождений ПАО «Оренбургнефть». В работе [12] также отмечено присутствие этих веществ в нефтях Покровского и Пронькинского месторождений в количестве от 13,6 до 21,28 %. При планировании применения устройств противопесочной защиты в скважинах с подобным сочетанием осложняющих факторов целесообразно использовать гидроциклонные сепараторы (десендеры) или в случае применения фильтров предусмотреть ингибиторную защиту от парафиноотложения и использование растворителей смолоасфальтеновых отложений.

Способы оптимизации конструкции ЭЦН

С учетом изложенного общие требования к ЭЦН, применяемым в скважинах, эксплуатирующих карбонатные коллекторы месторождений ПАО «Оренбургнефть», должны быть следующими.

1. ЭЦН должны иметь достаточную осевую износоустойчивость для обеспечения длительной работы за пределами допустимой левой зоны напорной характеристики в скважинах со снижающимся притоком.
2. РК и НА должны характеризоваться достаточной износоустойчивостью для освоения скважин после ГРП.
3. РК и НА, по возможности, должны препятствовать отложениям на них смолоасфальтеновых частиц и солей.
4. РК и НА должны обладать достаточной коррозионной стойкостью для обеспечения длительной работы ЭЦН в условиях присутствия в добываемой жидкости H_2S и CO_2 , а также для освоения скважин после проведения СКО.

Подбор материалов для изготовления ЭЦН, применяемых в скважинах, эксплуатирующих карбонатные коллекторы

Рассмотрим некоторые материалы, используемые для изготовления РК и НА, потенциально соответствующие предложенным требованиям к эксплуатации скважин в условиях карбонатных коллекторов.

Серый чугун

Применение РК из серого чугуна является наиболее простым и дешевым вариантом. Многие нефтегазодобывающие предприятия (АО «Самаранефтегаз», ОАО «Удмуртнефть», ПАО АНК «Башнефть»),

разрабатывающие месторождения, в добываемой жидкости которых присутствует H_2S , успешно применяют ЭЦН с колесами из серого чугуна.

К основным рискам при переходе от использования ЭЦН с РК и НА из нирезиста типа 1 на серый чугун следует отнести вероятность увеличения процента списания оборудования при ремонте. Таким образом сокращение затрат на первичную закупку оборудования приведет к росту затрат на его поддержание в рабочем состоянии, и эффект от экономии совокупных затрат может быть минимальным. Кроме того, РК из серого чугуна не уменьшают адгезию смолопарафиновых частиц и интенсивность солеотложения.

С учетом технических требований ОАО «НК «Роснефть», регламентирующих обязательное применение радиальных подшипников в ЭЦН с РК и НА из серого чугуна, радиальная износоустойчивость данного оборудования вполне достаточна для скважин, эксплуатирующих карбонатные коллекторы.

Порошковые материалы

Существует мнение, что коррозионная стойкость РК и НА, изготовленных методом спекания порошкового материала, ниже, чем у нирезиста типа 1, однако достоверного подтверждения этому нет. К преимуществам данной технологии относится возможность использования РК с покрытием, снижающим вероятность отложения смолопарафиновых частиц и солей. Результаты внедрения ЭЦН с рабочими органами, изготовленными методом спекания порошкового материала (покрытие «Нефть Антисоль»), производства компании «Новомет-Пермь» на месторождениях нефтегазодобывающих обществ группы ОАО «НК «Роснефть» положительны. Тип порошка для изготовления ступеней насоса, удовлетворяющих осложненным условиям эксплуатации, описанным в статье и позволяющим добиться снижения стоимости ЭЦН, должны подобрать конструкторы и инженеры заводов-производителей.

Полимерные композиционные низкоадгезионные материалы

В последнее время все чаще стали появляться публикации об успешном использовании ЭЦН с рабочими органами из полимеров. Например, в работе [13] описан опыт решения проблемы сильного коррозионного износа РК и НА, изготовленных из нирезиста типа 1, путем перехода на ЭЦН с РК из полимерного материала Ryton (сульфид полифенилена). В России подобное оборудование многие годы выпускает ОАО «Ижнефтепласт» [14], позиционируя его как низкоадгезионные ЭЦН. Хотя

сильной коррозии РК и НА из нирезиста типа 1 на месторождениях ПАО «Оренбургнефть» не наблюдается, применение низкоадгезионных ЭЦН в условиях высокого содержания в добываемой жидкости смолоасфальтеновых образований и вероятности отложения солей будет востребовано. Так как средняя пластовая температура большинства карбонатных коллекторов составляет 46 °С, технических сложностей для использования РК из полимеров не должно возникнуть.

Подбор материалов для изготовления ЭЦН, применяемых в скважинах, эксплуатирующих терригенные коллекторы

Для эксплуатации скважин в терригенных коллекторах можно применять ЭЦН, изготовленные из следующих материалов.

Нирезист типа 1

Этот отлично зарекомендовавший себя материал остается основным для изготовления РК и НА при эксплуатации пластов с терригенными и карбонатно-терригенными коллекторами. Отсутствие большого числа случаев радиального износа указывает на то, что применение нирезиста типа 4 в рассматриваемых условиях при текущем МРП нецелесообразно. В скважинах с выносом абразивных частиц, превышающим 100 мг/л, по мнению автора, следует использовать ЭЦН с РК и НА из нирезиста типа 1 компрессионной или пакетной сборки.

Нержавеющая сталь

Применение данного материала потенциально может сократить процент отбраковки РК и НА, тем самым уменьшив стоимость обслуживания ЭЦН. Однако снизить первоначальную стоимость оборудования при переходе от ЭЦН с РК и НА из нирезиста типа 1 скорее всего не получится.

Выводы

1. Для эксплуатации скважин в условиях карбонатных коллекторов с целью оптимизации затрат на закупку оборудования рекомендуется использовать ЭЦН более низкого класса износостойкости и коррозионной стойкости. Целесообразно провести испытания ЭЦН с РК и НА, изготовленными из серого чугуна и порошкового материала. С учетом склонности добываемой жидкости к солеобразованию, наличия в ней смолоасфальтовых частиц и невысокой температуры большинства продуктивных пластов целесообразно использо-

вание РК, изготовленных из тепло-кислотостойких полимерных композиционных материалов. Использование ЭЦН с колесами из порошкового материала с полимерным защитным покрытием также может быть перспективным. С учетом проведения в большинстве скважин ГТМ предпочтительно применять РК двухпорной конструкции.

2. Для определения оптимальных материалов и конструкций ЭЦН необходимо провести опытно-промышленные испытания оборудования разных производителей из описанных материалов. При этом критерием эффективности должно стать не только обеспечение как минимум текущего уровня наработки на отказ, но и снижение затрат на эксплуатацию скважин в течение всего периода работы ЭЦН, которые складываются из первичной стоимости оборудования и затрат на его последующий ремонт.

3. Для скважин, эксплуатирующих карбонатно-терригенные и терригенные коллекторы, целесообразно продолжить использование ЭЦН с РК и НА из нирезиста типа 1 двухпорной конструкции с промежуточными радиальными подшипниками. Для определения возможного сокращения затрат на ремонт ЭЦН целесообразно испытать РК и НА из нержавеющей стали.

4. Для эксплуатации скважин с повышенным выносом абразивных частиц целесообразно использовать ЭЦН с высокой износостойкостью. Для поиска оптимальных по цене конструкций, способных минимизировать осевой износ, необходимо провести сравнительные испытания ЭЦН компрессионной, пакетной сборки или других конструкций, предлагаемых производителями. Применение нирезиста типа 4 из-за его высокой стоимости и отсутствия фактов очень высокой скорости абразивного износа нирезиста 1 нецелесообразно.

5. С учетом того, что средний диаметр выносимых частиц кварца составляет 0,1 мм, а также отсутствия в составе выносимых частиц смолоасфальтеновых образований при планировании применения пескозащитных устройств предпочтение следует отдать инерционным сепараторам песка (десендерам). При использовании фильтров вероятность быстрого их засорения смолоасфальтовыми частицами увеличивается. В этом случае необходимо предусмотреть дополнительные мероприятия по защите оборудования с использованием химических методов.

Список литературы

1. Борлинг Д.С., Свицерский С.В., Горланов С.Ф. Наилучшие практики и инновации для увеличения наработки УЭЦН на примере зрелых месторождений Компании ТНК-ВР// SPE 136407. – 2010.
2. Saveth K. New stage material combined with permanent magnet motor technology widens ESP application window// SPE-171348-MS. – 2014.
3. ОСТ 39-231-89. Вода для заводнения нефтяных пластов, определение содержания механических примесей в речных и промысловых водах.
4. Якимов С.Б. Индекс агрессивности выносимых частиц на месторождениях ТНК-ВР в Западной Сибири //Нефтепромысловое дело. – 2008. – №9. – С. 33–38.
5. Киркинская В.Н., Смехов Е.М. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. – Л: Недра, 1981. – С. 36, 45.
6. Кашавцев В.Е., Гатенберг Ю.П., Люшин С.Ф. Предупреждение солеобразования при добыче нефти. – М.: Недра, 1985. – 113 с.
7. Каталог электроцентробежных насосов ПК Борец.
8. Adams D.L. Parameters to analyze when determining abrasive wear in an electrical submersible pump system//SPE-173882-MS. – 2015.
9. Takacs G. Electrical Submersible Pumps Manual. Design, Operations and Maintenance. 2009,
10. Анализ промышленной эксплуатации фильтра – входного модуля ФВПР5(А)-12 на фильтроэлементах из ППМ/ И.С. Пятков, В.В. Николаев, С.В. Сибирев [и др.] // Oil&Gas Eurasia. – 2011. – Апрель. – С. 48–49.
11. Пятков И.С., Кирпичев Ю.В. Фильтры ООО «РЕАМ-РТИ» для защиты оборудования от песка и проппанта//Инженерная практика. – 2014. – №2. – С. 36–38.
12. Пономарева Г.А., Понкратьев П.В., Хальзов А.А. Микроэлементный состав нефти Оренбургских месторождений //Вестник Оренбургского государственного университета. – 2012. – №1. – С. 164–171.
13. Shimokata N., Yamada Y. Troubles, problems and improvements of ESP//SPE 137337. – 2010.
14. Маркушев Ю.М. Низкоадгезионные ЭЦН. Эксплуатационная и экономическая эффективность применения // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – №12. – С. 76–78.

References

1. Borling D.S. Sviderskiy. S.V, Gorlanov S.F., *Best practices and innovations to increase the MTBF of ESP as an example of mature fields of TNK-BP* (In Russ.), SPE 136407, 2010.
2. Saveth K. *New stage material combined with permanent magnet motor technology widens ESP application window*, SPE-171348-MS, 2014.
3. OST 39-231-89. *Voda dlya zavodneniya neftyanykh plastov, opredelenie sodержaniya mekhanicheskikh primesey v rechnykh i promyslovyykh vodakh* (Water for waterflooding of oil reservoirs, determining the content of mechanical impurities in the river and field waters).
4. Yakimov S.B., *Neftepromyslovoe delo*, 2008, no. 9, pp. 33–38.
5. Kirkinskaya V.N., Smekhov E.M., *Karbonatnye porody – kollektory nefti i gaza* (Carbonate rocks – reservoirs of oil and gas), Leningrad: Nedra Publ., 1981, p. 36, p. 45
6. Kashavtsev V.E., Gatenberg Yu.P., Lyushin S.F., *Preduprezhdenie soleobrazovaniya pri dobyche nefti* (Prevention salt formation in oil production), Moscow: Nedra Publ., 1985, 113 p.
7. *Katalog elektrotsentrobezhnykh nasosov PK Borets* (PK Borets catalog of electric pumps).
8. Adams D.L., *Parameters to analyze when determining abrasive wear in an electrical submersible pump system*, SPE-173882-MS, 2015, April.
9. Takacs G., *Electrical submersible pumps manual*. Design, operations and maintenance. 2009,
10. Pyatov I.S., Nikolaev V.V., Sibirev S.V. et al., *Oil&Gas Eurasia*, 2011, April, pp. 48–49.
11. Pyatov I.S., Kirpichev Yu.V., *Inzhenernaya praktika*, 2014, no. 2, pp. 36–38.
12. Ponomareva G.A., Ponkrat'ev P.V., Khal'zov A.A., *Vestnik Orenburgskogo gosudarstvennogo universiteta*, 2012, no. 1, pp. 164–171.
13. Shimokata N., Yamada Y., *Troubles, problems and improvements of ESP*, SPE 137337, 2010.
14. Markushev Yu.M., *Neftegazovaya vertikal' = Oil & Gas Vertical*, 2011, no. 12, pp. 76–78.