

УДК 622.276.53

С.Б. Якимов<sup>1</sup>, e-mail: s\_yakimov@rosneft.ru<sup>1</sup> Управление механизированной добычи и ГТМ ПАО «НК «Роснефть» (Москва, Россия).

## О перспективах использования радиально стабилизированных компрессионных электроцентробежных насосов для повышения эффективности эксплуатации скважин пластов группы АВ Самотлорского месторождения

Проведенная в 2004–2008 гг. на Самотлорском месторождении технологическая модернизация, включающая полную замену ранее применяемых электроцентробежных насосов (ЭЦН) одноопорной конструкции из материала серый чугун на ЭЦН с рабочими ступенями из материала нирезист тип 1 двухопорной конструкции, позволила значительно сократить количество аварий и увеличить наработку на отказ более чем в два раза. Однако на современном этапе разработки месторождения условия эксплуатации скважин значительно осложнились: забойное давление соответствует минимально возможному для условий применения установки ЭЦН (УЭЦН), увеличилось количество абразивных частиц в добываемой жидкости. Темпы роста показателя наработки на отказ снизились. Автор статьи, используя методы из практики иностранных компаний, выявил несоответствие применяемого класса износоустойчивости оборудования условиям эксплуатации на ряде скважин группы пластов АВ Самотлорского нефтяного месторождения. В статье приведено обоснование необходимости использования радиально стабилизированных компрессионных ЭЦН или их ближайших аналогов – ЭЦН пакетной сборки для увеличения показателей эффективности эксплуатации части скважин. На основании проведенного анализа подготовлен проект по применению ЭЦН повышенного класса износоустойчивости, реализация которого начнется в АО «Самотлорнефтегаз» с 2017 г.

**Ключевые слова:** увеличение наработки УЭЦН, повышение эффективности эксплуатации ЭЦН, причины отказов УЭЦН, выбор класса износоустойчивости ЭЦН, борьба с песком при эксплуатации скважин с УЭЦН.

.....

S.B. Yakimov<sup>1</sup>, e-mail: s\_yakimov@rosneft.ru

<sup>1</sup> Artificial Lift and Wellworks Division, Oil and Gas Production Department of NK Rosneft PJSC (Moscow, Russia).

## On the perspectives of radial stabilized compression electric submersible pumps application for wells operation efficiency improvement at AB group of the Samotlor field formations

Technological modernization carried out in 2004-2008 at the Samotlor field, including complete replacement of previously used electric submersible pumps (ESPs) of single support structure made of grey cast iron with ESP with the operating stages made of Ni-Resist cast iron, Type 1, with double support structure, allowed significant reduction in the number of accidents and increase in MTBF more than twofold. However, at the present stage of field development wells operating conditions are greatly complicated: BHP corresponds to the minimum possible for ESP unit application conditions, the number of abrasive particles in the produced fluid increase. The growth rate of the MTBF factor decreased. The author revealed noncompliance of the applicable equipment durability class with operating conditions in a number of wells of AB formations group of the Samotlor oil field using the methods from the practices of foreign companies. The article provides the rationale for radial stabilized compression ESP or its nearest analogues application – ESP packaged assembly to increase performance of the operating wells. Based on the analysis the project was drafted for ESP of high-class durability application, its implementation will start in Samotlorneftegas JSC in 2017.

**Keywords:** ESP MTBF improvement, ESP operational efficiency improvement, ESP fault causes, selection of ESP durability class, protection against sand during wells operation with ESP.

### ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЦН НА ПЛАСТАХ ГРУППЫ АВ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

По сведениям [1], на группу пластов АВ приходится 77,4% остаточных извлекаемых запасов нефти Самотлорского месторождения. На 01.01.2016 фонд скважин пластов группы АВ, эксплуатируемых ЭЦН, составил 5985, или 71% от всего действующего фонда скважин этого нефтяного месторождения (рис. 1). Вместе с тем показатель наработки скважин с ЭЦН на отказ находится, по оценке автора статьи, по целому ряду объективных и субъективных причин на невысоком уровне. Учитывая вышеуказанные обстоятельства, повышение эффективности эксплуатации данного фонда скважин с ЭЦН является одной из наиболее актуальных задач, стоящих перед специалистами по механизированной добыче.

Наработка на отказ ЭЦН с рабочими ступенями (РС) одноопорной конструкции с плавающими колесами из серого чугуна в начале 2000-х гг. составляла по скважинам пластов группы АВ всего 152 суток. Разработанная в 2004 г. и реализованная в дальнейшем стратегия увеличения эффективности эксплуатации заключалась в полном переходе на применение ЭЦН с РС двухопорной конструкции из материала нирезист тип 1 с промежуточными радиальными подшипниками на валу, установленными через 50 см [2, 3]. В результате средняя наработка ЭЦН по скважинам пластов группы АВ увеличилась со 152 суток по состоянию на 01.01.2004 до 325 суток на 01.01.2014, как было показано в [4]. По состоянию на 01.01.2016 средняя наработка ЭЦН составляла 338 суток. Параллельно процессу широкомасштабного перехода на использование ЭЦН более высокого класса износоустойчивости проходили в прошлом и продолжают по сей день процессы интенсификации добычи нефти. Это обстоятельство существенно скорректировало в меньшую сторону темпы роста наработки оборудования на отказ.

В настоящее время на Самотлорском месторождении в год проводится по 2,5 тыс. геолого-технических мероприятий по интенсификации притока из призабойной зоны и других видов работ. Кроме работ по интенсификации притока из призабойной зоны ведутся и работы по увеличению отборов нефти, в результате чего большинство скважин были переведены на режимы эксплуатации с забойными давлениями 3–5 МПа. Темпы роста показателя средней наработки оборудования на отказ начали снижаться. Стало понятно, что на большей части скважин ЭЦН с применяемой группой износоустойчивости уже не могут обеспечить дальнейший значительный рост показателя наработки на отказ, поскольку не соответствуют изменившимся условиям эксплуатации. Для выработки технических решений, направленных на продолжение роста наработки ЭЦН на отказ, рассмотрим основные проблемы их эксплуатации на скважинах пластов группы АВ Самотлорского месторождения.

### ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЦН НА СКВАЖИНАХ ПЛАСТОВ ГРУППЫ АВ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

**Фактор 1.** *Высокая обводненность продукции скважин*

Самотлорское нефтяное месторождение эксплуатируется с 1969 г. и находится в настоящее время на поздней стадии разработки. Средняя обводненность продукции скважин, эксплуатируемых пласты группы АВ, на 01.01.2016 составила 93%. Высокая обводненность оказывает как положительное, так и отрицательное влияние на работу ЭЦН. К положительным факторам можно отнести снижение газосодержания на приеме насоса, благодаря чему насос работает более стабильно, появляется возможность эксплуатации скважин с более низким забойным давлением, что и осуществляется. Однако отрицательные факторы влияния высокого уровня обводненности продукции на условия

эксплуатации ЭЦН более весомы. Как отмечено в [5], обычно по мере увеличения обводненности добываемой жидкости и объемов ее добычи при эксплуатации месторождений с терригенными коллекторами увеличивается и количество попутно добываемого песка. Данные по динамике добычи песка при разработке Самотлорского месторождения никем не приводились, однако, учитывая достигнутый уровень обводненности добываемой жидкости и факт эксплуатации большинства скважин с максимальной для используемого способа механизированной добычи депрессией, можно предположить, что содержание абразивных частиц достигло максимального уровня.

**Фактор 2.** *Высокая концентрация абразивных частиц в добываемой жидкости*

Как было показано в [4], среднее содержание абразивных частиц в добываемой из пластов групп АВ, БВ<sub>8</sub> и БВ<sub>10</sub> жидкости значительно отличается и составляет 112, 65 и 45 мг/л соответственно. Средняя наработка на отказ ЭЦН по скважинам данных пластов пропорциональна количеству выносимых абразивных частиц и составляла на 01.01.2014 325, 412 и 565 сут. соответственно. Непосвященному в данную проблему специалисту значение выноса абразивных частиц на уровне 112 мг/л может показаться небольшим, ведь согласно техническим условиям на оборудование, выпускаемое российскими производителями, ЭЦН с РС двухопорной конструкции с колесами плавающего типа из материала нирезист тип 1 с промежуточными подшипниками, установленными через 50 см, могут эксплуатироваться при выносе абразивных частиц твердостью 7 по шкале Мооса с концентрацией до 500 мг/л. Однако декларируемая российскими производителями износоустойчивость ЭЦН на практике не подтверждается, на что автор данной статьи указывал в [4, 6]. Возможно, проблема в том, что произ-

Ссылка для цитирования (for citation):

Якимов С.Б. О перспективах использования радиально стабилизированных компрессионных электроцентробежных насосов для повышения эффективности эксплуатации скважин пластов группы АВ Самотлорского месторождения // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 6. С. 78–86.  
Yakimov S.B. On the perspectives of radial stabilized compression electric submersible pumps application for wells operation efficiency improvement at AB group of the Samotlor field formations (In Russ.). Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2016, No. 6, pp. 78–86.

Таблица 1. Градация уровня содержания песка в добываемой жидкости, используемая зарубежными производителями ЭЦН

Table 1. Grading of sand content level in the produced fluid used by foreign ESP manufacturers

Градация уровня содержания песка в добываемой жидкости Grading of sand content level in the produced fluid	Содержание песка в добываемой жидкости, мг/л Sand content in produced fluid, mg/l
Малое Low	10
Среднее Mean	11–50
Большое High	51–200
Очень большое Extra-high	>200

водителями не указывается ресурс работы ЭЦН при значениях максимально допустимой концентрации абразивных частиц, и по умолчанию принимается, что наработка до отказа должна составить не менее гарантийного срока, то есть одного года. Однако в условиях сокращения объемов добычи нефти из-за роста обводненности на ряде старых месторождений, а также снижения ее стоимости на мировом рынке такой уровень наработки уже не устраивает специалистов ПАО «НК «Роснефть». В таблице 1 показана градация уровня содержания песка в добываемой жидкости, используемая зарубежными производителями ЭЦН [7], которые проблему оценивают совершенно иначе. Исходя из представленных данных, среднее содержание выноса песка на скважинах, эксплуатирующих пласты АВ Самотлорского месторождения, на уровне 112 мг/л можно считать большим, то есть способным оказать значительное негативное влияние на ресурс работы ЭЦН, что, собственно, и происходит.

Еще в 1996 г. с целью увеличения наработки на отказ и уменьшения числа аварий ЭЦН была закуплена партия насосов компании Centrilift для эксплуатации скважин пластов группы АВ. Оборудование представляло собой аналог применяемых в настоящее время ЭЦН: РС двухпорной конструкции из материала нирезист тип 1 с промежуточными подшипниками на валу. Одна из первых установок производительностью 500 м<sup>3</sup>/сут. была спущена в скважину, эксплуатирующую пласт АВ<sub>4-5</sub>. После 280 суток работы произошло снижение подачи, и установка

была извлечена. Дефектация узлов ЭЦН на сервисной базе выявила осевой и радиальный износ РС. Компания Centrilift произвела оперативное расследование инцидента: проба добываемой жидкости из данной скважины была отправлена из Нижневартовска в лабораторию далекого Клермора (США). Вскоре пришел невиданный до этого времени анализ содержащегося в добываемой жидкости песка и еще более непонятное тогда российским специалистам заключение о том, что рекомендованный индекс материала, применяемого для изготовления обо-

рудования (material recommended index – MRI), для данных условий должен быть выше. Иными словами, еще в 1996 г. специалисты компании Centrilift указали на основную причину низкой наработки оборудования – несоответствие материалов, применяемых для изготовления рабочих органов ЭЦН, условиям эксплуатации. То есть при выносе кварца в количестве 150 мг/л, а также при высоком индексе агрессивности песка, которое ими было определено по результатам анализа пробы жидкости, требовалось применение ЭЦН более высокого класса износоустойчивости.

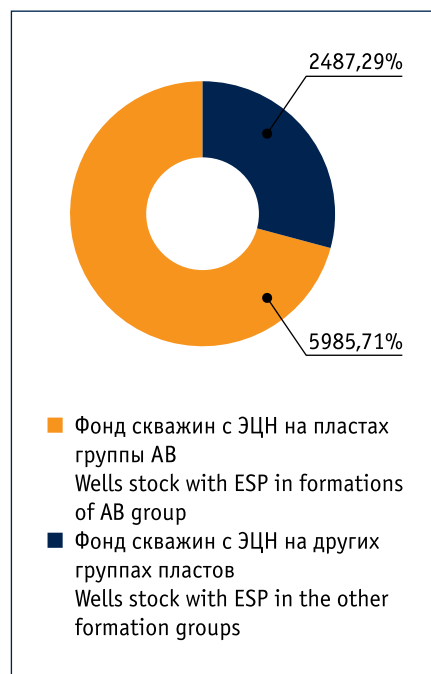


Рис. 1. Распределение действующего фонда скважин с ЭЦН по группам пластов Самотлорского месторождения  
Fig. 1. Existing wells stock distribution with the ESP by formation groups of the Samotlor field

### Фактор 3. Высокий индекс агрессивности выносимых частиц

Для выбора оптимальных конструкций ЭЦН западные производители оборудования применяют методики, в основе которых лежит подбор конструкции насоса и материалов изготовления его рабочих органов в зависимости от индекса агрессивности выносимых частиц (AI) и их количества [8]. AI определяется по формуле [9]:

$$AI = 0,3 \cdot (AЧ) + 10 \cdot (1 - K_{окр}) + 10 \cdot (1 - K_{сф}) + 0,25 \cdot (НО) + 0,25 \cdot (КВ),$$

где АЧ – суммарный процент в пробе абразивных частиц диаметром менее 0,25 мм;

$K_{окр}$  – коэффициент округлости частиц по шкале API (рис. 2);

$K_{сф}$  – коэффициент сферичности частиц по шкале API (рис. 2);

НО – процентное содержание не растворимого в кислоте осадка;

КВ – процент содержания зерен кварца в пробе.

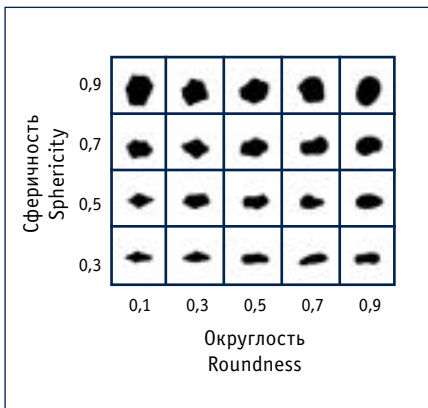


Рис. 2. Шкала определения коэффициента округлости и сферичности

Fig. 2. Roundness and sphericity factor scale

Из представленной на рисунке 3 фотографии выносимых из пластов группы АВ Самотлорского месторождения зерен кварца видно, что они имеют низкую окатанность и сферичность, что увеличивает их расчетный АИ. Результаты исследований по определению АИ выносимых частиц [6] показали, что среднее его значение по пластам группы АВ Самотлорского месторождения составляет 76. Учитывая, что среднее значение АИ частиц, выносимых жидкостью из терригенных коллекторов, по данным [9], составляет 60, можно считать, что показатель по скважинам пластов группы АВ Самотлорского месторождения является очень высоким. Для понимания ситуации можно привести пример с пластами группы БВ<sub>10</sub> того же месторождения, где среднее значение АИ выносимых частиц составляет 58 [4, 6]. Радиальный износ РС и износ вала насоса на скважинах данной группы пластов в отличие от группы пластов АВ небольшой. Автор [10] отмечает, что наибольшее количество случаев абразивного износа ЭЦН, по статистике Baker Hughes, происходит при выносе твердых частиц диаметром 0,05–0,1 мм. Из представленного на рисунке 4 гранулометрического анализа выносимых из пластов группы АВ частиц видно, что доля этих наиболее опасных фракций составляет 62%.

**Фактор 4. Наличие залповых выносов абразивных частиц**

Наличие случаев залповых выбросов песка со значительным увеличением его

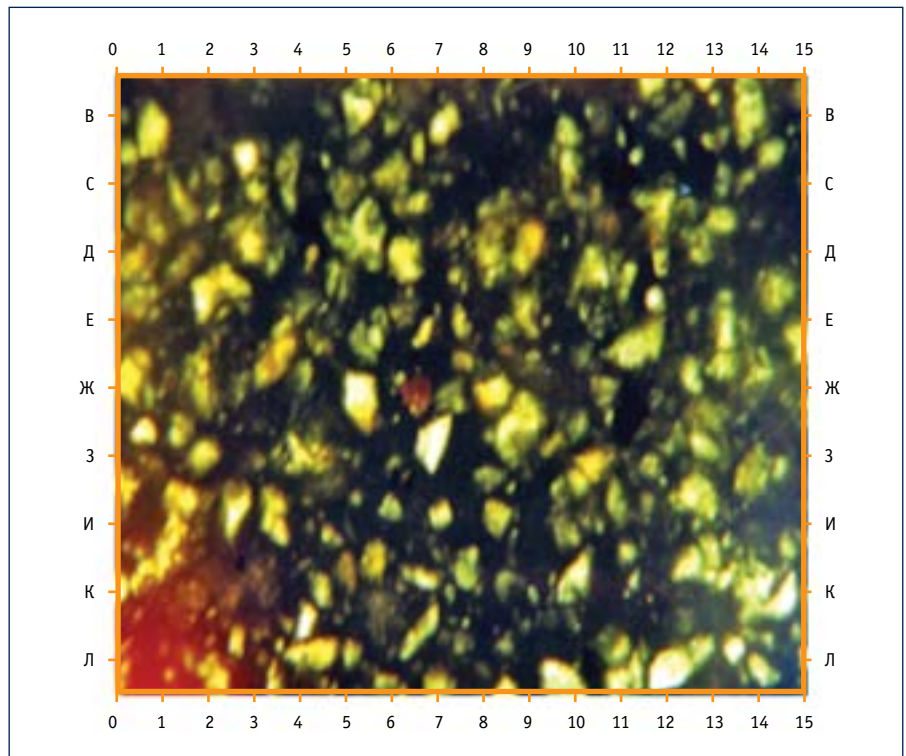


Рис. 3. Фотография зерен кварца, выносимых из пластов группы АВ Самотлорского месторождения

Fig. 3. Photo of quartz grains, entrained from AB group formations of the Samotlor field

концентрации при выводе на режим ЭЦН на скважинах, эксплуатирующих пласты группы АВ Самотлорского месторождения, было показано в [11]. Наиболее часто выбросы происходят при резком создании депрессии в начальный период запуска скважин с относительно плохо сцементированным коллектором (рис. 5), а также при выводе на режим

ЭЦН на скважинах после операции соляно-кислотной обработки (СКО) (рис. 6). Залповые выбросы с увеличением в несколько раз концентрации песка осложняют эксплуатацию ЭЦН и очевидно резко увеличивает скорость абразивного износа или риска забивания рабочих органов насоса и последующего его заклинивания. В большинстве случаев

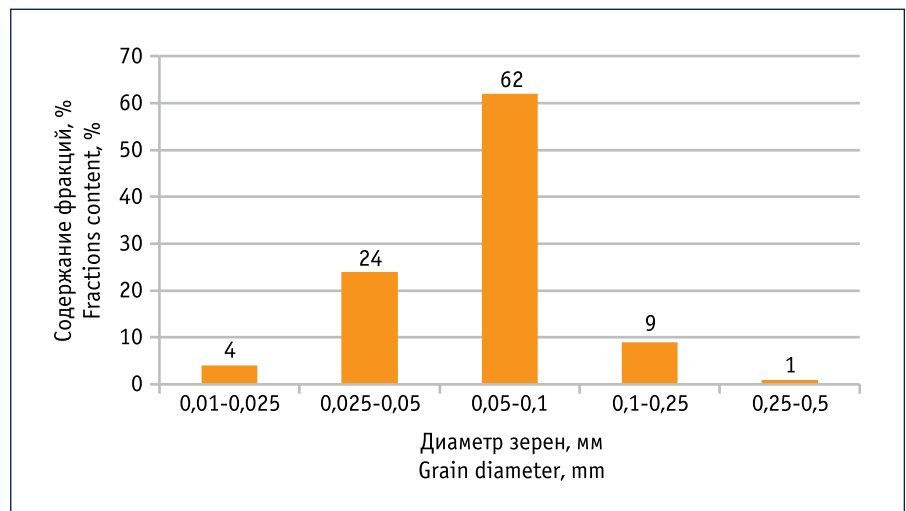


Рис. 4. Гранулометрический анализ частиц, выносимых из пластов группы АВ

Fig. 4. Particle size analysis entrained from AB group formations

Таблица 2. Сведения о концентрации растворенных агрессивных газов, общей минерализации и значении водородного показателя по водам пластов группы АВ Самотлорского месторождения

Table 2. Information on the dissolved corrosive gases concentration, TDS and pH value for water of AB formation groups of the Samotlor field

Пласт Formation	Концентрация растворенных агрессивных газов, мг/дм <sup>3</sup> Dissolved corrosive gases concentration, mg/dm <sup>3</sup>			Общая минерализация, мг/дм <sup>3</sup> TDS, mg/dm <sup>3</sup>	pH при 20 °С pH at 20 °C	Классификация вод по степени агрессивного воздействия по РД 39-0147103-362-86 Water classification according to aggressiveness degree as per RD 39-0147103-362-86
	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	O <sub>2</sub>			
AB <sub>1-2</sub>	73	0,1	0	20484	7,3	Сильноагрессивная углекислотная коррозия Highly corrosive carbon dioxide corrosion
AB <sub>1-3</sub>	212	0,5	0	16783	7,4	
AB <sub>2-3</sub>	110	0,8	0	21341	7,5	
AB <sub>4-5</sub>	110	0,4	0	21645	7,4	
AB <sub>6</sub>	99	0,8	0	25897	7,5	
AB <sub>7</sub>	88	0,6	0	24953	7,7	
AB <sub>8</sub>	154	0,6	0	25135	7,4	

заклинивания все же удается избежать, а вот процессов ускоренного износа рабочих органов ЭЦН – нет.

**Фактор 5. Высокое содержание растворенного углекислого газа в добываемой жидкости**

В таблице 2 представлены сведения о концентрации растворенных агрессивных газов, общей минерализации и значении водородного показателя по водам пластов группы АВ Самотлор-

ского месторождения. В соответствии с РД 39-0147103-362-86 добываемые воды квалифицированы как склонные к сильноагрессивной углекислотной коррозии.

Наиболее часто возникают коррозионные поражения наружной поверхности корпусов ПЭД. По характеру повреждений выделяются мейза-коррозия, язвенная коррозия, коррозия пятнами и площадная [12]. Как отмечено в [13], одновременное воздействие коррози-

онно-активной среды и абразива значительно усиливает процессы разрушения деталей ЭЦН.

**Фактор 6. Работа части ЭЦН за пределами рекомендуемой зоны напорно-расходной характеристики**

Общеизвестно, что эксплуатация ЭЦН за пределами рекомендуемой зоны напорной характеристики значительно ускоряет процессы абразивного износа РС [8, 14]. В левой части напорной характеристики по различным причинам эксплуатируется около 14% ЭЦН, что значительно увеличивает осевой износ РС. Обусловлено это главным образом тем, что на значительной части фонда скважин проводятся мероприятия по интенсификации притока из призабойной зоны. ЭЦН, как правило, подбирается из условия обеспечения максимального отбора жидкости в начальный период, и по мере снижения притока из пласта рабочая точка перемещается в левую зону рабочей характеристики.

**ТИПИЧНЫЕ ПРИЧИНЫ ОТКАЗОВ**

Как было показано выше, эксплуатация скважин пластов группы АВ Самотлорского месторождения с применением ЭЦН на современном этапе осложнена сочетанием многих негативных факторов. О крайне негативном влиянии на ресурс работы ЭЦН сочетания таких факторов, как высокая обводненность продукции, присутствие в ней коррозионно-активных компонентов и высокий уровень содержания песка на место-

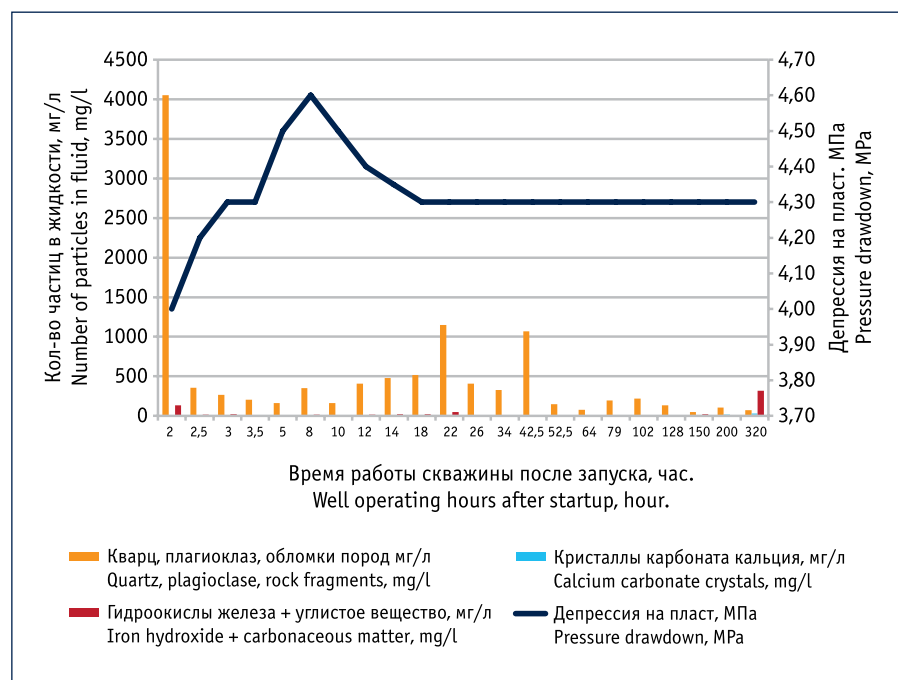


Рис. 5. Наличие залповых выбросов песка при выводе на режим скважины со слабосцементированным коллектором

Fig. 5. Presence of sand major blowouts during the well commissioning with slightly cemented oil reservoir

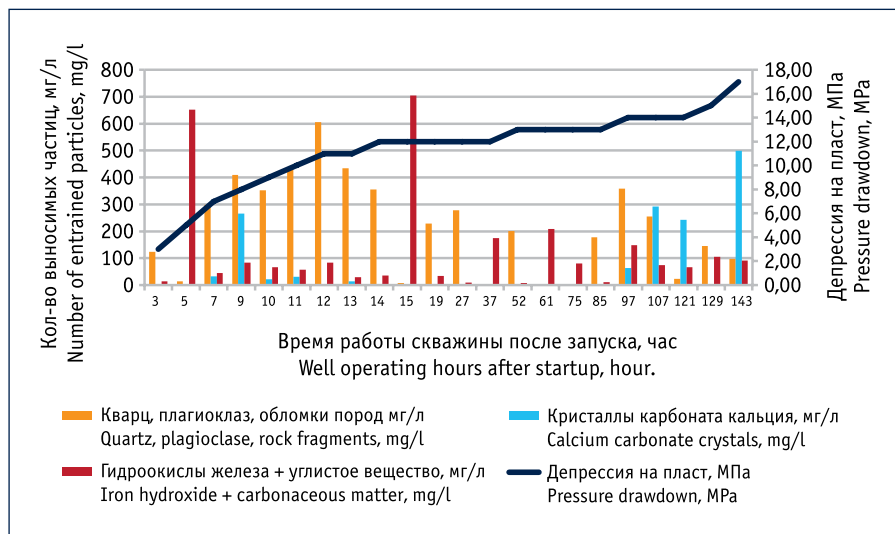


Рис. 6. Наличие залповых выбросов песка при выводе ЭЦН на скважине после ее обработки соляной кислотой

Fig. 6. Presence of sand major blowouts during ESP running in the well after treatment with hydrochloric acid

рождениях Азербайджана, указывал еще в 1968 г. А.А. Богданов [14]. Хотя условия эксплуатации скважин пластов группы АВ значительно легче описанных в [14] и средняя наработка составляет не 50, а 338 суток, причины отказов ЭЦН во многом схожи.

Данные по отказам ЭЦН с РС плавающего типа из материала нерезист тип 1 с промежуточными подшипниками, установленными через 50 см, при эксплуатации в скважинах пластов группы АВ Самотлорского месторождения приведены в [4]. Согласно представленной статистике, по узлу ЭЦН происходит 67% отказов, в том числе 39% – по причине осевого износа опор направляющих аппаратов (рис. 7) и радиального износа РС (рис. 8). 22% отказов происходит из-за засорения РС мехпримесями и 1% – по причине гидроабразивного промыва направляющих аппаратов с последующим промывом корпуса насоса (рис. 9). При эксплуатации ЭЦН в левой зоне напорной характеристики после износа опорных шайб направляющих аппаратов начинается процесс абразивного износа вследствие трения металла о металл (рис. 10).

**ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЯ НАРАБОТКИ ЭЦН**

Известны два пути повышения ресурса насосов, перекачивающих жидкость,

содержащую абразивные частицы, – активный (режимный) и пассивный. К активному методу относится прежде всего установление режимов эксплуатации насоса в диапазоне подач, соответствующем минимальной интенсивности износа РС. АО «Самотлорнефтегаз» проводит большую работу в этом направлении, однако, как было отмечено выше, часть скважин все же эксплуатируются в режимах, не соответствующих оптимальным. Другой наиболее часто используемый активный метод повышения ресурса работы ЭЦН – запуск и вывод на режим ЭЦН на пониженных частотах вращения в случаях, рекомендованных в [11]. Эксплуатация ЭЦН с пониженной частотой после вывода их на режим также применяется на ограниченном числе скважин со значительным выносом песка. К пассивному методу повышения ресурса работы ЭЦН относится использование оборудования с большей износоустойчивостью. После достижения технологического прорыва, обусловленного полным переходом на использование ЭЦН с РС двухопорной конструкции из материала нерезист тип 1 с колесами плавающего типа [2, 3], пассивные методы, включающие использование оборудования еще большей износоустойчивости, в основном не используются.



Рис. 7. Осевой износ опор направляющих аппаратов

Fig. 7. Axial wear of guide apparatuses supports



Рис. 8. Радиальный и осевой износ РС

Fig. 8. Radial and axial wear of PS (process stage)



Рис. 9. Гидроабразивный промыв направляющих аппаратов с последующим промывом корпуса ЭЦН

Fig. 9. Hydroabrasive purging of guide apparatuses with further purging of ESP casing



Рис. 10. Абразивный износ РС вследствие трения металла о металл

Fig. 10. Abrasive wear of PS due to metal rubbing against metal

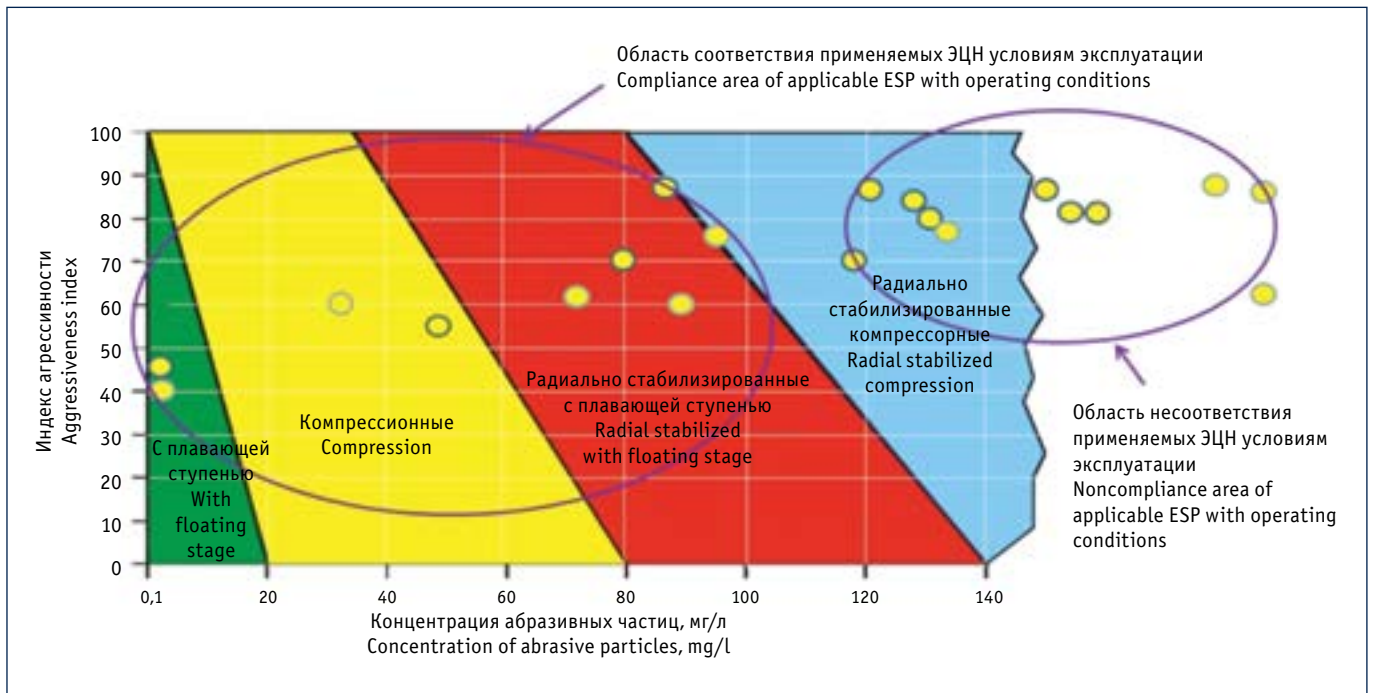


Рис. 11. Диаграмма выбора класса износоустойчивости ЭЦН  
 Fig. 11. ESP durability class selection diagram

Поскольку, по мнению автора статьи, активные методы увеличения ресурса работы ЭЦН на скважинах пластов группы АВ в основном исчерпаны, основным направлением повышения наработки на отказ является более широкое использование пассивных методов. В связи с этим возникает вопрос о выборе оптимальной группы износоустойчивости ЭЦН, то есть конструктивного исполнения оборудования и материалов его изготовления.

### ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ГРУППЫ ИЗНОСУСТОЙЧИВОСТИ ЭЦН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА, ПРИМЕНЯЕМОГО ИНОСТРАННЫМИ КОМПАНИЯМИ

Поскольку автор статьи не согласен с принятыми российскими производителями ЭЦН рекомендациями по выбору их класса износоустойчивости в зависимости от качества и количества присутствующих в добываемой жидкости абразивных частиц, определение оптимального оборудования было произведено по диаграмме, используемой многими иностранными компаниями [7]. По оси абсцисс данной диаграммы отражена концентрация абразивных частиц (КАЧ), по оси ординат – их АИ.

Области условий эксплуатации по степени тяжести возрастают слева направо по мере увеличения КАЧ и снизу вверх – по мере роста их АИ. Диаграмма разбита на четыре области использования различных по износоустойчивости классов ЭЦН: насосов с плавающими колесами без радиальной стабилизации; насосов компрессионных без радиальной стабилизации; насосов с плавающими колесами с радиальной стабилизацией; насосов компрессионных с радиальной стабилизацией. После нанесения на диаграмму фактических значений КАЧ и АИ по ряду типичных скважин можно проанализировать полученные результаты. Как видно из рисунка 11, выбора класса износоустойчивости ЭЦН, фактические значения качественно-количественных показателей абразивных частиц по скважинам пластов АВ имеют значительный разброс: точки расположены во всех областях. Как было показано в [4], в настоящее время для эксплуатации скважин Самотлорского месторождения используются ЭЦН с РС двухпорной конструкции с плавающими колесами из материала нирезист тип 1, с радиальными износоустойчивыми подшипниками, установленными через 50 см. Данная группа ЭЦН по примененной в

диаграмме классификации относится к радиально стабилизированным с плавающей ступенью. Из рисунка 11 следует, что оптимальная область эксплуатации ЭЦН данной группы износоустойчивости на скважинах пластов АВ Самотлорского месторождения при среднем значении АИ = 76 приходится на диапазон выноса абразивных частиц 45–90 мг/л. Точки, расположенные левее данной зоны, соответствуют скважинам с более легкими условиями эксплуатации, правее – с более тяжелыми. Применяемые в настоящее время радиально стабилизированные ЭЦН имеют более высокую группу износоустойчивости, чем компрессионные насосы и насосы с плавающими ступенями без радиальной стабилизации, поэтому ими могут эксплуатироваться и скважины с более легкими абразивными условиями. В случае, когда точки расположены правее области, рекомендуемой для использования радиально-стабилизированных ЭЦН, необходимо использование более дорогих, но более высоких по классу износоустойчивости радиально-стабилизированных компрессионных ЭЦН. По конструкции ЭЦН зарубежных и российских производителей не отличаются, а наиболее часто используе-

мым материалом РС является нирезист тип 1. Появившиеся в последние годы и пока не отраженные на диаграмме насосы пакетной сборки можно по классу износоустойчивости приравнять к радиально стабилизированным компрессионным. Поскольку при выборе оборудования для группы скважин приходится ориентироваться в основном на область расположения точек КАЧ–АІ, диаграмма, по мнению автора статьи, может быть использована по крайней мере для грубого подбора класса износоустойчивости ЭЦН, в том числе и отечественного производства. Не исключено, что российские производители, чьи требования к выбору класса износоустойчивости ЭЦН намного ниже, не согласятся с мнением автора. Следует отметить, что диаграмма не дает ответа о возможности использования ЭЦН с РС, изготовленных методом порошковой металлургии, из полимерных материалов, из материала нирезист тип 4 и из нержавеющей стали. Однако диаграмма может быть легко скорректирована с учетом имеющихся данных по сравнительным стендовым испытаниям износоустойчивости вышперечисленных материалов и материала нирезист тип 1. Еще один недостаток диаграммы заключается в том, что выбор класса износоустойчивости оборудования производится только на основании данных о качественном и количественном содержании абразивных частиц, но совершенно не учитывает наличие коррозионно-активных компонентов в добываемой жидкости.

Таким образом, на основании данных по количеству и качеству абразивных частиц, с использованием диаграммы выбора класса износоустойчивости ЭЦН установлено несоответствие применяемого оборудования условиям эксплуатации на части скважин группы пластов АВ Самотлорского месторождения. Данные выводы подтверждаются существованием большой группы скважин, при эксплуатации которых с использованием радиально стабилизированных ЭЦН с плавающими ступенями на

протяжении многих лет не достигаются показатели наработки на отказ более 1 года. Диаграмма на рисунке 11 демонстрирует, что применяемые радиально стабилизированные ЭЦН с плавающими колесами не соответствуют среднестатистическим условиям эксплуатации с содержанием абразивных частиц в добываемой жидкости 112 мг/л с АІ = 76. По мнению автора данной статьи, данное обстоятельство и является одной из основных причин невысокого показателя наработки на отказ, для увеличения которого следует на большей части скважин начать использование радиально стабилизированных компрессионных насосов или их аналогов – насосов пакетной сборки.

#### ПЛАНЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА

В российских технических журналах практически отсутствуют публикации по оценке ресурса работы ЭЦН разных классов абразивной устойчивости с привязкой к условиям эксплуатации и количеству и качеству выносимых абразивных частиц. В зарубежных публикациях сведений об увеличении наработки ЭЦН после перехода на использование радиально стабилизированных компрессионных насосов больше, однако они в основном сводятся к общему описанию достигнутых результатов. В зарубежных источниках, как правило, описываются случаи значительного роста наработки на отказ после начала использования радиально стабилизированных компрессионных ЭЦН [15, 16], но не раскрываются детали проектов в плане описания состава песка и методики выбора оборудования. В настоящее время все российские производители имеют в своих активах подписанные представителями нефтегазодобывающих организаций акты о положительных результатах испытаний радиально стабилизированных компрессионных насосов или их ближайших аналогов, насосов пакетной сборки. Например, ОАО «Алнас» провело очень успешное, по мнению автора статьи, испытание своего оборудования на месторожде-

ниях Томской области на скважинах с аналогичными описанной в данной статье группе пластов АВ. Наработка на отказ при использовании радиально стабилизированных ЭЦН компрессионной сборки выросла в среднем в три раза. Такие результаты, во-первых, еще раз подтверждают правильность выбранного направления по решению проблемы увеличения текущей наработки, а во-вторых, дают основания надеяться, что качество выпускаемого российскими производителями оборудования и предоставления услуг выросло. Ведь как показано в [17], радиально стабилизированные компрессионные ЭЦН российских производителей уже пробовали применять в 2010–2012 гг. на скважинах Самотлорского месторождения, но их наработка оказалась даже ниже, чем у радиально стабилизированных с плавающими колесами, и проект был закрыт.

Именно возможные риски по недостижению ожидаемых результатов не позволяют в настоящее время начать широкомасштабную реализацию проекта на скважинах пластов группы АВ Самотлорского месторождения. По этой причине проект будет реализовываться поэтапно начиная с 2017 г. Как известно, основная часть экономического эффекта проектов по применению оборудования, направленного на увеличение наработки, складывается из уменьшения потерь добычи нефти, вызванных простым скважины во время ремонта, и сокращения числа подземных ремонтов. Ввиду высокой обводненности продукции большинства скважин доля эффекта от уменьшения потерь нефти будет сравнительно небольшой, поэтому для достижения приемлемой экономической эффективности проекта необходимо добиться достаточно высокого увеличения наработки оборудования на отказ. Ожидаемый результат – увеличение наработки на отказ минимум на 100 суток. Далее последуют выводы с расчетами экономической эффективности проекта и принятием решения о целесообразности его продолжения.

#### Литература:

1. Канзафаров Ф.Я. Изменение свойств пластовых систем при эксплуатации нефтяных месторождений. СПб.: ООО «Недра», 2011.
2. Борлинг Д.С., Свидерский С.В., Горланов С.Ф. Дольше значит лучше: рост наработки погружного оборудования на отказ. SPE 116905, 2008.



3. Борлинг Д.С., Свидерский С.В., Горланов С.Ф. Наилучшие практики и инновации для увеличения наработки УЭЦН на примере зрелых месторождений компании ТНК-ВР // Нефтегазовая вертикаль. 2011. № 2. С. 61–63. Режим доступа: <http://www.ngv.ru/upload/iblock/8c1/8c137137dc9cff1221b3e3f8e2d0cd5a.pdf>. Дата обращения 06.06.2016.
4. Якимов С.Б., Шпортко А.А. О влиянии концентрации абразивных частиц на наработку ЭЦН с рабочими ступенями из материала нирезист тип 1 на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 3. С. 84–99.
5. Udoh Richard Richard. Sand & fines in multiphase oil and gas production. Norwegian University of Science and Technology, Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, 2013. Режим доступа: <http://www.ipt.ntnu.no/~jsg/studenter/diplom/2013Richard.pdf>. Дата обращения 06.06.2016.
6. Якимов С.Б. Индекс агрессивности выносимых частиц на месторождениях ТНК-ВР в Западной Сибири // Нефтепромышленное дело. 2008. № 9. С. 33–38.
7. Gabor Takacs. Electrical Submersible Pump Manual. Elsevier, Gulf Professional Publishing, 2009, 1st ed.
8. Агеев Ш.Р., Григорян Г.П., Макиенко Г.П. Энциклопедический справочник лопастных насосов для добычи нефти и их применение. Пермь: ООО «Пресс мастер», 2007. С. 137–140.
9. Wood Group petroleum services. Application Guide – Pumps, 2005.
10. Adams D.L. Parameters to analyze when determining abrasive wear in an electrical submersible pump system. SPE-173882-MS, 2015. Режим доступа: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-173882-MS>. Дата обращения 06.06.2016.
11. Якимов С.Б. О выборе технологий защиты подземного оборудования от песка с учетом динамики его выноса при запуске скважин на Самотлорском нефтяном месторождении // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2013. № 6. С. 81–89.
12. Якимов С.Б., Завьялов В.В. Виды коррозии корпусов ПЭД и ЭЦН на месторождениях ТНК-ВР // Инженерная практика. 2010. № 6. С. 48–55.
13. Смирнов Н.И., Смирнов Н.Н. Исследование коррозионно-механического разрушения деталей ЭЦН // Инженерная практика. 2011. № 8. С. 22–25.
14. Богданов А.А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти. М.: Недра, 1968. С. 60–65.
15. Hisham A. Mubarak, Farooq A. Khan, Mehmet M. Oskay. ESP Failures/Analysis/Solutions in Divided Zone – Case Study. SPE-81488-MS, 2003. Режим доступа: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-81488-MS>. Дата обращения 06.06.2016.
16. Novillo G., Cedeno H. ESP's application in Oritupano-Leona block, East Venezuela. SPE-69434-MS, 2001. Режим доступа: [https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-69434-MS?sort=&start=0&q=dc\\_creator%3A%28Novillo%2C+Gumersindo%29&fromSearchResults=true&rows=10#](https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-69434-MS?sort=&start=0&q=dc_creator%3A%28Novillo%2C+Gumersindo%29&fromSearchResults=true&rows=10#). Дата обращения 06.06.2016.
17. Шпортко А.А., Кулаев Э.Г. Комплексный анализ эксплуатации и отказов УЭЦН // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2013. № 6. С. 25–29.

## References:

1. Kanzafarov F.Ya. Changing the properties of reservoir systems during oilfield operation [Izmenenie svojstv plastovykh sistem pri e'kspluatacii neftyanykh mestorozhdenij]. Nedra LLC, Saint-Petersburg, 2011.
2. Borling D.S., Sviderskiy S.V., Gorlanov S.F. Longer is better: submersible equipment MTBF improvement [Dol'she znachit luchshe: rost narabotki pogruzhnogo oborudovaniya na otkaz]. SPE 116 905, 2008.
3. Borling D.S., Sviderskiy S.V., Gorlanov S.F. Best practices and innovations for ESP MTBF improvement on the example of mature fields of ТНК-ВР [Наилучшие практики и инновации для увеличения наработки УЭЦН на примере зрелых месторождений компании ТНК-ВР]. Нефтегазовая вертикаль = Oil and gas vertical, 2011, No. 2, P. 61–63. Access mode: <http://www.ngv.ru/upload/iblock/8c1/8c137137dc9cff1221b3e3f8e2d0cd5a.pdf>. Date of application 06.06.2016.
4. Yakimov S.B., Shportko A.A. On the effect of abrasive particles concentration on the ESP MTBF with stages made of Ni-Resist cast iron, Type 1 at the fields of NK Rosneft OJSC [O vliyaniy koncentracii abrazivnykh chastic na narabotku E'CN s rabochimi stupenyami iz materiala nirezist tip 1 na mestorozhdeniyakh ОАО «НК «Роснефть»]. Territorija «НЕФТЕГАЗ» = Oil and Gas Territory, 2016, No. 3, P. 84–99.
5. Udoh Richard Richard. Sand & fines in multiphase oil and gas production. Norwegian University of Science and Technology, Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, 2013. Access mode: <http://www.ipt.ntnu.no/~jsg/studenter/diplom/2013Richard.pdf>. Date of application 06.06.2016.
6. Yakimov S.B. Aggressiveness index of entrained particles at the ТНК-ВР fields in Western Siberia [Индекс агрессивности выносимых частиц на месторождениях ТНК-ВР в Западной Сибири]. Нефтепромышленное дело = Petroleum Engineering, 2008, No. 9, P. 33–38.
7. Gabor Takacs. Electrical Submersible Pump Manual. Elsevier, Gulf Professional Publishing, 2009, 1st ed.
8. Ageev Sh.R., Grigorian G.P., Makienko G.P. Encyclopedic Reference book of vane pumps for oil production and their application [E'nciklopedicheskij spravochnik lopastnykh nasosov dlya dobychi nef'ti i ix primeneniye]. Press Master LLC, Perm, 2007, P. 137–140.
9. Wood Group petroleum services. Application Guide – Pumps, 2005.
10. Adams D.L. Parameters to analyze when determining abrasive wear in an electrical submersible pump system. SPE-173882-MS, 2015. Access mode: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-173882-MS>. Date of application 06.06.2016.
11. Yakimov S.B. On selection of protection technologies for underground equipment from the sand taking into account the dynamics of its entrainment at wells startup at the Samotlor oilfield [O vybore texnologij zashhity podzemnogo oborudovaniya ot peska s uchetom dinamiki ego vynosa pri zapuske skvazhin na Samotlorskom neftyanom mestorozhdenii]. Oborudovanie i texnologii dlya neftegazovogo kompleksa = Equipment and technologies for oil and gas complex, 2013, No. 6, P. 81–89.
12. Yakimov S.B., Zavyalov V.V. Types of SEM and ESP casing corrosion at ТНК-ВР fields [Vidy korrozii korpusov PE'D i E'CN na mestorozhdeniyakh ТНК-ВР]. Inzhenernaya praktika = Engineering Practice, 2010, No. 6, P. 48–55.
13. Smirnov N.I., Smirnov N.N. Investigation of corrosion and mechanical destruction of ESP parts [Issledovanie korrozionno-mexanicheskogo razrusheniya detalej E'CN]. Inzhenernaya praktika = Engineering Practice, 2011, No. 8, P. 22–25.
14. Bogdanov A.A. Submersible centrifugal pumps for oil extraction [Pogruzhnye centrobeznyye e'lektronasosy dlya dobychi nef'ti]. Nedra, Moscow, 1968, P. 60–65.
15. Hisham A. Mubarak, Farooq A. Khan, Mehmet M. Oskay. ESP Failures/Analysis/Solutions in Divided Zone – Case Study. SPE-81488-MS, 2003. Access mode: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-81488-MS>. Date of application 06.06.2016.
16. Novillo G., Cedeno H. ESP's application in Oritupano-Leona block, East Venezuela. SPE-69434-MS, 2001. Access mode: [https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-69434-MS?sort=&start=0&q=dc\\_creator%3A%28Novillo%2C+Gumersindo%29&fromSearchResults=true&rows=10#](https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-69434-MS?sort=&start=0&q=dc_creator%3A%28Novillo%2C+Gumersindo%29&fromSearchResults=true&rows=10#). Date of application 06.06.2016.
17. Shportko A.A., Kulaev E.G. Comprehensive analysis of ESP operation and failures [Kompleksnyj analiz e'kspluatacii i otkazov UE'CN]. Oborudovanie i texnologii dlya neftegazovogo kompleksa = Equipment and technologies for the oil and gas complex, 2013, No. 6, P. 25–29.