

УДК 622.276.054.23

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ  
ПРОВЕДЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ СКВАЖИН  
ПО РОСЛАВЛЬСКОМУ НЕФТЯНОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ**

**ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF WELL OPTIMIZATION  
ON THE ROSLAVL SKOYE OIL FIELD**

**Кирпа Станислав Владимирович**  
студент,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
kirpa\_sv@mail.ru

**Шальская Светлана Васильевна**  
начальник контрольно-интерпретационной  
методической партии  
промыслово-геофизических исследований,  
Производственный Филиал «Кубаньгазгеофизика»  
ООО «Газпром георесурс» ПАО «Газпром»  
sv010478@mail.ru

**Аннотация.** В статье проведён анализ эффективности проведения оптимизации скважин по Рославльскому нефтяному месторождению. Описывается технология добычи нефти установками электроцентробежного насоса. Выполнен анализ наработки на отказ применяемых ЭЦН в ОАО «Аганнефтегазгеология» НК «Русснефть» по заводам-изготовителям. Предложены мероприятия по улучшению работы УЭЦН. Рассмотрено вредное влияние АСПО на работу подземного оборудования добывающих скважин, а также технология применения греющего кабеля УЭЦН для борьбы с АСПО.

**Ключевые слова:** установка электроцентробежного насоса; технология добычи нефти УЭЦН; анализ наработки на отказ применяемых ЭЦН; мероприятия по улучшению работы УЭЦН; асфальто-смоло-парафиновые отложения; вредное влияние АСПО на работу подземного оборудования; технология применения греющего кабеля УЭЦН.

**Kirpa Stanislav Vladimirovich**  
Student,  
Kuban state technological university  
kirpa\_sv@mail.ru

**Shalskaya Svetlana Vasilyevna**  
Head of the Control and Interpretation  
Methodical Party of Field  
and Geophysical Research  
Production Branch «Kubangazgeofizika»  
LLC «Gazprom georesource»  
PJSC «Gazprom»  
sv010478@mail.ru

**Annotation.** The article analyzes the effectiveness of well optimization for the Roslavl' skoye oil field. The technology of oil extraction by the electric centrifugal pump is described. The analysis of the operating time for the failure of the electric centrifugal pump used by OAO NK «Russkneft» by OAO «Aganneftegazgeology» has been performed. The measures to improve the electric centrifugal pump performance are suggested. The harmful influence of asphalt-tar-paraffin deposits on the operation of underground equipment of producing wells, as well as the technology of using the heating cable of the electric centrifugal pump for fighting asphalt-tar-paraffin deposits are considered.

**Keywords:** installation of an electric centrifugal pump; oil recovery technology by electric centrifugal pump; analysis of the operating time to failure of the electric centrifugal pump; activities to improve the electric centrifugal pump; asphalt-tar-paraffin deposits; harmful influence of asphalt-tar-paraffin deposits on the operation of underground equipment; technology of applying the heating cable of the electric centrifugal pump.

Рославльское нефтяное месторождение административно расположено на территории Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа, в северной части Вартовского нефтегазоносного района, относящегося к землям с высокими плотностями потенциальных запасов углеводородов.

Основные запасы нефти этого района приурочены к юрским и нижнемеловым отложениям, в которых открыты крупные залежи нефти и газа на Повховском, Западно-Варьёганском, Варьёганском, Ван-Ёганском, Самотлорском и других месторождениях.

Рассматриваемое месторождение находится в центре относительно крупного участка, оконтуренного вышеперечисленными месторождениями и примерно равноудалено от них.

Необходимо отметить, что по части этих месторождений запасы нефти оказались в значительной степени выработанными. В связи с этим в числе первоочередных

задач стоит вопрос непрерывного и быстрого наращивания новых разведанных запасов углеводородного сырья. Это обязывает геологические службы успешнее проводить поиски и разведку залежей углеводородов, быстрее осваивать вновь открытые месторождения нефти и газа.

Отсутствие необходимых финансовых средств на геологоразведочные работы является основной причиной перевода ряда месторождений в опытную и промышленную эксплуатацию при недостаточном изучении геологической модели строения залежей, положения водонефтяных контактов и контуров этих залежей, не говоря уже о других негативных факторах, приводящих в конечном итоге к ухудшению структуры запасов и уровня использования эксплуатационного фонда нефтяных скважин.

В связи с существенным уменьшением капиталовложений в поисково-разведочное бурение при увеличении глубин скважин и снижении эффективности их бурения ежегодный прирост запасов нефти нередко не компенсирует годовую добычу нефти. В связи с этим внедрение более современных методов увеличения нефтеотдачи на уже разрабатываемых (старых) месторождениях, на наш взгляд, позволит получить дополнительный прирост промышленных запасов не менее 5 %. Другим источником подготовки новых запасов в пределах разрабатываемых месторождений является поиск новых ловушек структурного и литологического типов, уточнение конфигураций залежей с помощью сейсморазведки 3D, освоение новых горизонтов.

В последние годы стала широко применяться объёмная сейсморазведка для детализации строения продуктивных горизонтов и выявления новых, интересных в нефтегазоносном отношении поисковых зон.

Как показывает опыт, нередко трёхмерная сейсморазведка даёт неожиданные результаты, вынуждая корректировать не только поисково-разведочное бурение, но и направление для заложения эксплуатационных скважин. По нашему мнению, трёхмерная модель является необходимой на стадии разработки месторождения. Конечным результатом объёмной сейсморазведки является сокращение числа малоэффективных эксплуатационных скважин на любом этапе освоения месторождения. Это немаловажно в условиях дефицита денежных средств в геологоразведочных и добывающих предприятиях.

Рославльское месторождение было открыто в 1988 году на основе реализации геологического проекта поискового бурения, составленного Тюменской тематической экспедицией в 1987 году. При бурении и испытании первой поисковой скважины № 11-Р, пробуренной в сводовой части Рославльского месторождения силами и средствами Аганской НГРЭ объединения «Мегионнефтегазгеология» в 1988 году, были получены фонтанирующие притоки нефти из отложений пластов БВ<sub>8</sub> и ЮВ<sub>1</sub> (от 77,3 м<sup>3</sup>/сут. до 121,6 м<sup>3</sup>/сут. на 8 мм штуцере) и непереливающий приток нефти (5,9 м<sup>3</sup>/сут. при Нд-1707 м) из отложений пласта ЮВ<sub>2</sub>.

В 1999 году запасы месторождения были переданы на баланс ОАО МПК «Аганнефтегазгеология» в количестве 29791/11112 тыс. тонн по категориям С<sub>1</sub> + С<sub>2</sub>, из них по категории С<sub>1</sub> – 19498/7384 тыс. тонн (65,41/66,5 %), С<sub>2</sub> – 10293/3728 тыс. тонн (34,6/33,5 %).

По существу, доразведка Рославльского месторождения осуществлялась ОАО МПК «Аганнефтегазгеология» путём бурения опережающих эксплуатационных скважин.

К моменту передачи месторождения Аганской НГРЭ (1988–1990 гг.) были пробурены три поисково-разведочные скважины №№ 11-Р, 13-Р и 18-Р, расположенные в западной части рассматриваемой площади, на профиле, проходящем с северо-запада (скважина № 13-Р) на юго-восток (скважина № 18-Р). Все три скважины по пласту БВ<sub>8</sub> оказались продуктивными, а по нижележащим юрским пластам ЮВ<sub>1</sub> и ЮВ<sub>2</sub> скважины №№ 13-Р и 18-Р оказались за контуром нефтеносности.

С 20 октября 1999 года ОАО МПК «Аганнефтегазгеология» является владельцем лицензии ХМН 01102 НЭ на право пользования недрами Рославльского лицензионного участка. Целевым назначением лицензии является добыча нефти и газа в пределах контура лицензионного участка.

Начиная с 2001 года, в пределах месторождения ведётся эксплуатационное бурение и одновременно пробурены две новые разведочные скважины в западной (скважина № 37-Р) и северной (скважина № 30-Р) частях месторождения. При испытании

скважины № 37-Р по пласту ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> был получен промышленный приток нефти (21,4 м<sup>3</sup>/сут.) с водой (11,48 м<sup>3</sup>/сут.) при депрессии 2,06 МПа, а в скважине № 30-Р из пласта БВ<sub>8</sub> – слабые притоки нефти с водой, очевидно, по причине ухудшения фильтрационно-емкостных свойств пласта в этой скважине.

В 2001–2003 гг. ОАО «Хантымансийскгеофизика» (ЗАО «Континентальная геофизическая компания») были проведены сейсморазведочные работы МОВ ОГТ 2Д масштаба 1:50000. В результате было уточнено и детализировано строение Рославльского месторождения, подготовлены к глубокому бурению в пределах одноимённого лицензионного участка Северо-Рославльское, Восточно-Рославльское и Западно-Ампутинское, выявлены Малорославльское, Малокаютинское и другие локальные поднятия.

В эти же годы по Рославльскому месторождению с четырёх кустов 1, 6, 8 и 5 были пробурены 57 наклонно-направленных скважин, из них 21 скважина на БВ<sub>8</sub> и 33 скважины на ЮВ<sub>1</sub> и ЮВ<sub>2</sub>, а также 3 водозаборные скважины (№№ 1, 2 и 3).

В 2004 году было произведено бурение более 10 эксплуатационных скважин с двух кустов 5 и 14. Согласно Постановления Бюро ТО ЦКР по ХМАО на период пробной эксплуатации до 2007 года бурение эксплуатационных скважин предусматривалось по трёхрядной системе разработки с плотностью сетки 25 га/скв., при этом общий фонд эксплуатационных скважин составил 102 скважины, в т.ч. на пласт БВ<sub>8</sub> добывающих – 27 (в том числе 10 горизонтальных скважин), нагнетательных – 18, на объект ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> добывающих – 35, нагнетательных – 22.

Начало закачки воды в целях поддержания пластового давления предусматривалось с 2005 года. Основными промышленно нефтеносными являются продуктивные пласты БВ<sub>8</sub><sup>1</sup> и ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>. Залежи этих пластов, за исключением пласта БВ<sub>8</sub><sup>1-1</sup>, пластового сводового типа и контролируются структурными ловушками. По пласту БВ<sub>8</sub><sup>1-1</sup> залежи структурно-литологического типа. По среднеюрскому пласту ЮВ<sub>2</sub> залежь нефти также пластового типа и имеет подчинённое значение, а её разработка ведётся совместно с залежью пласта ЮВ<sub>1/1</sub>.

### **Технология добычи нефти УЭЦН**

Эксплуатация скважин установками погружных центробежных насосов (УЭЦН), относящихся к классу бесштанговых, является в настоящее время основным способом добычи нефти в России. Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) применяют в скважинах для откачки пластовой жидкости.

Область применения УЭЦН – это высокодебитные обводнённые, глубокие и наклонные скважины с дебитом 10–1300 м<sup>3</sup>/сут. и высотой подъёма 500–2000 м.

Условия применимости УЭЦН по перекачиваемым средам:

- жидкость с содержанием механических примесей не более 0,5 г/л, свободного газа на приёме насоса не более 25 %;
- сероводорода не более 1,25 г/л;
- воды не более 99 %;
- водородный показатель (рН) пластовой воды в пределах 6,0–8,5;
- температура в зоне размещения электродвигателя не более +90 °С (специального теплостойкого исполнения до +140 °С).

Установки УЭЦНМ и УЭЦНМК имеют следующие преимущества:

- возможность более точного подбора оборудования к технологическим режимам скважины и последовательное обеспечение работы оборудования в режимах, близких к оптимальным;
- повышенные параметры надёжности;
- снижение энергетических затрат за счёт оптимального подбора установки к конкретным параметрам скважин;
- расширение области применения по газосодержанию на приёме насоса за счёт использования насосного газосепаратора.

Установка состоит из подземного оборудования, кабельной линии и наземного электрооборудования.

Подземное оборудование, спускаемое в скважину на насосно-компрессорных трубах, включает в себя погружной электродвигатель, гидрозащиту и центробежный насос, над которым устанавливаются обратный и сливной клапаны.

Кабельная линия служит для подвода напряжения к двигателю, состоит из основного питающего кабеля и плоского удлинителя с муфтой. Кабель прикреплен к гидрозащите, насосу и насосно-компрессорным трубам металлическими поясами.

Оборудование устья скважины обеспечивает подвеску колонны насосно-компрессорных труб с насосным агрегатом и кабелем на фланце обсадной колонны, герметизацию затрубного пространства, отвод пластовой жидкости в трубопровод.

Насос (ЭЦНМ) – погружной центробежный модульный многоступенчатый вертикального исполнения.

Насосы подразделяют на три условные группы – 5; 5А и 6. Диаметры корпусов группы 5 – 92 мм, группы 5А – 103 мм, группы 6 – 114 мм.

Рабочие колёса свободно передвигаются по валу в осевом направлении и ограничены в перемещении нижним и верхним направляющими аппаратами. Осевое усилие от рабочего колеса передаётся на нижнее текстолитовое кольцо и затем на бурт направляющего аппарата. Частично осевое усилие передаётся валу вследствие трения колеса о вал или прихвата колеса к валу при отложении солей в зазоре или коррозии металлов. Крутящий момент передаётся от вала к колесам латунной (Л62) шпонкой, входящей в паз рабочего колеса. Шпонка расположена по всей длине сборки колес и состоит из отрезков длиной 400-1000 мм.

Направляющие аппараты сочленяются между собой по периферийным частям, в нижней части корпуса они все опираются на нижний подшипник и основание, а сверху через корпус верхнего подшипника зажаты в корпусе.

**Газосепараторы ЭЦН.** Для откачивания пластовой жидкости, содержащей у сетки входного модуля насоса свыше 25 % (до 55 %) по объёму свободного газа, к насосу подсоединяется модуль насосный – газосепаратор. Газосепаратор устанавливается между входным модулем и модулем-секцией. Наиболее эффективны газосепараторы центробежного типа, в которых фазы разделяются в поле центробежных сил. При этом жидкость концентрируется в периферийной части, а газ – в центральной части газосепаратора и выбрасывается в затрубное пространство. Газосепараторы серии МНГ имеют предельную подачу 250–500 м<sup>3</sup>/сут., коэффициент сепарации 90 %, массу от 26 до 42 кг. Погружные электродвигатели ПЭД – погружные трёхфазные коротко замкнутые двухполюсные маслonaполненные обычного и коррозионно-стойкого исполнения унифицированной серии ПЭДУ и в обычном исполнении серии ПЭД модернизации Л (рис. 1). Гидростатическое давление в зоне работы не более 20 МПа. Номинальная мощность от 16 до 360 кВт, номинальное напряжение 530–2300 В, номинальный ток 26–122,5 А. Гидрозащита двигателей ПЭД предназначена для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя, компенсации изменения объёма масла во внутренней полости от температуры электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса. Гидрозащита состоит либо из одного протектора, либо из протектора и компенсатора. Могут быть три варианта исполнения гидрозащиты.

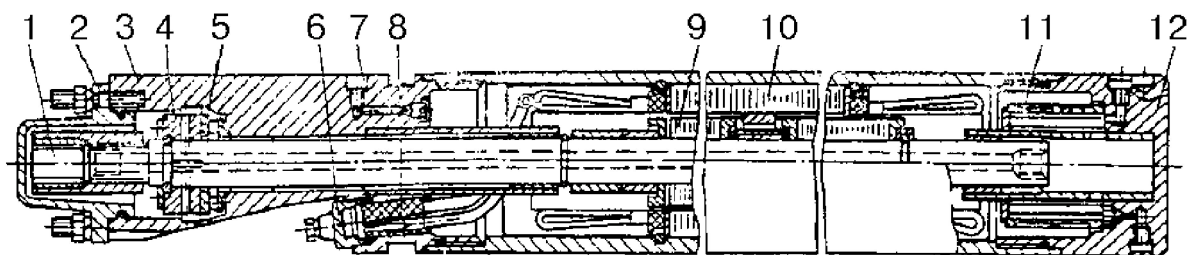
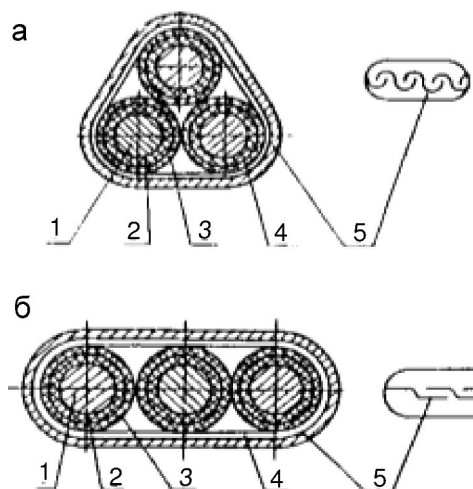


Рисунок 1 – Электродвигатель серии ПЭДУ:

- 1 – соединительная муфта; 2 – крышка; 3 – головка; 4 – пятка; 5 – подпятник; 6 – крышка кабельного ввода; 7 – пробка; 8 – колодка кабельного ввода; 9 – ротор; 10 – статор; 11 – фильтр; 12 – основание

Кабельная линия представляет собой кабель в сборе, намотанный на кабельный барабан. Кабель в сборе состоит из основного кабеля – круглого КПБК (кабель,

полиэтиленовая изоляция, бронированный, круглый) или плоского – КПБП (рис. 2), присоединённого к нему плоского кабеля с муфтой кабельного ввода (удлинитель с муфтой).



**Рисунок 2 – Кабели:**

а – круглый; б – плоский; 1 – жила; 2 – изоляция; 3 – оболочка; 4 – подушка; 5 – броня

Кабель состоит из трёх жил, каждая из которых имеет слой изоляции и оболочку; подушки из прорезиненной ткани и брони. Три изолированные жилы круглого кабеля скручены по винтовой линии, а жилы плоского кабеля – уложены параллельно в один ряд.

Кабель КФСБ с фторопластовой изоляцией предназначен для эксплуатации при температуре окружающей среды до +160 °С.

Система термоманометрическая ТМС-3 предназначена для автоматического контроля за работой погружного центробежного насоса и его защиты от аномальных режимов работы (при пониженном давлении на приеме насоса и повышенной температуре погружного электродвигателя) в процессе эксплуатации скважин. Имеется подземная и наземная части.

Диапазон контролируемого давления от 0 до 20 МПа. Диапазон рабочих температур от 25 до 105 °С. Масса общая – 10,2 кг.

Комплексная трансформаторная подстанция погружных насосов (КТППН) предназначена для питания электроэнергией и защиты электродвигателей погружных насосов из одиночных скважин мощностью 16–125 кВт включительно. Номинальное высокое напряжение 6 или 10 кВ, пределы регулирования среднего напряжения от 1208 до 444 В (трансформатор ТМПН100) и от 2406 до 1652 В (ТМПН160). Масса с трансформатором 2705 кг.

Комплектная трансформаторная подстанция (КТППНКС) предназначена для электроснабжения, управления и защиты четырёх центробежных электронасосов с электродвигателями 16–125 кВт для добычи нефти в кустах скважин, питания до четырёх электродвигателей станков-качалок и передвижных токоприемников при выполнении ремонтных работ. КТППНКС рассчитана на применение в условиях Крайнего Севера и Западной Сибири.

#### ***Анализ наработки на отказ применяемых ЭЦН в ОАО «Аганнефтегаз-геология» НК «Русснефть» по заводам-изготовителям***

Рассмотрим сравнительную наработку на отказ отечественных и зарубежных насосов. Как видно из диаграммы на рисунке 3, на предприятии используются ЭЦН различных отечественных и зарубежных фирм-производителей: «Борец», «Новомет», «Лемаз», «Алнас», «Centrilift», «Schlumberger» и др.

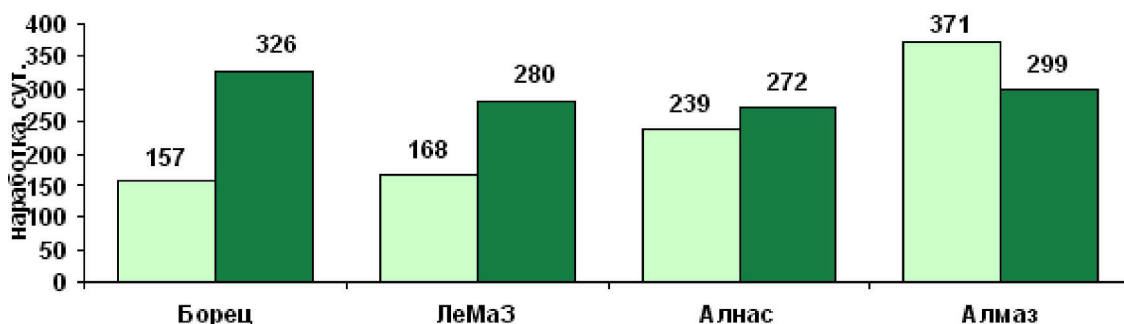


Рисунок 3 – Анализ наработки на отказ нового оборудования по отечественным заводам-изготовителям

Анализ приведённой диаграммы показал наибольшую эффективность наработки на отказ зарубежных насосов по сравнению с отечественными. Наибольшая наработка на отказ наблюдается у фирмы «Schlumberger» – 1524 сут. Из отечественных насосов самая высокая наработка на отказ – Борец и Алмаз – 326 и 299 сут. соответственно.

Анализ наработки на отказ нового оборудования по отечественным заводам-изготовителям показал высокий рост таких отечественных производителей насосов, как Алмаз и Борец.

Увеличивается наработка на отказ импортных УЭЦН по пластам от 250 до 821 сут. (рис. 4), что показывает эффективность использования импортных насосов по сравнению с отечественными.

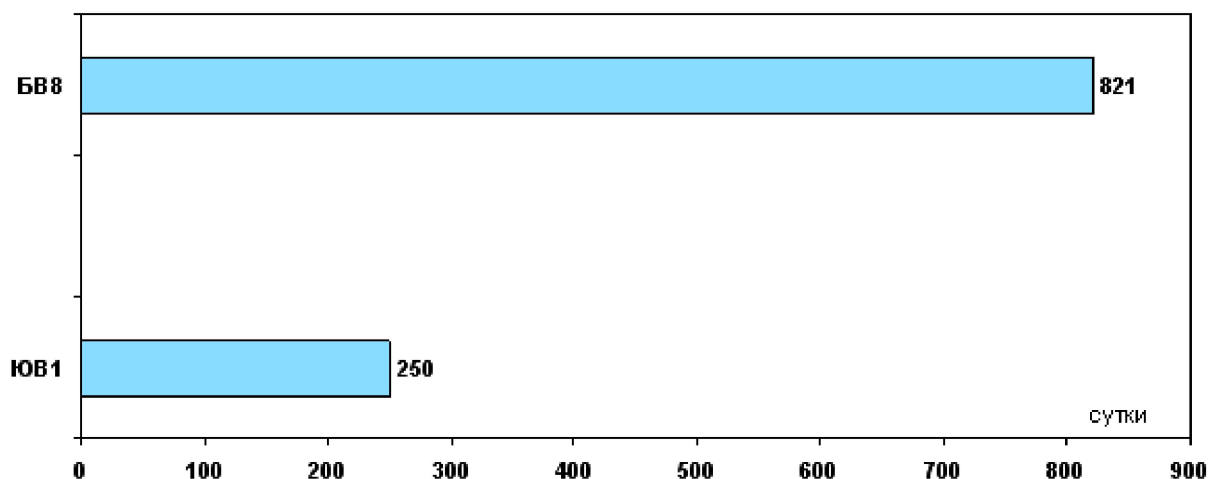


Рисунок 4 – Нарботка на отказ импортных УЭЦН по пластам на 01.01.2017 г.

Проведём сравнительный анализ применения импортных и отечественных УЭЦН двухпорного исполнения на фонде скважин в 2017 году (табл. 1 и 2).

Таблица 1 – Нарботка на отказ при использовании импортных УЭЦН

Пласт	Наработка на отказ, сут.	Фонд скважин на 01.01.2017 г.	Ожидаемое количество отказов в 2017 году	Планируемое к применению оборудование в течение 2017 года
Б <sub>8</sub>	821	27	5	19
Ю	250	35	41	28
Итого		62	46	47
Ремонтное				37
Закуп				10

Таблица 2 – Нарботка на отказ при использовании отечественных УЭЦН специального исполнения

Пласт	Нарботка на отказ, сут.	Фонд на 01.01.2017 г.	Ожидаемое количество отказов в 2017 году	Планируемое к применению оборудование в течение 2017 года
БВ <sub>8</sub>	556	27	12	19
ЮВ <sub>1</sub>	147	35	54	28
Итого		62	66	47

Общее количество скважин в фонде на 01.01.2017 г. составило 62 скважины, из них по пластам распределение следующее:

- пласт БВ<sub>8</sub> – 27 скважин;
- пласт ЮВ<sub>1</sub> – 35 скважин.

Как видно из таблицы 1, самое большое количество наработки на отказ (821 сут.) приходится на фонд скважин с УЭЦН, работающих на пласте БВ<sub>8</sub>. Наименьшее количество суток отработано на скважинах пласта ЮВ<sub>1</sub> – 250 сут.

Планируемое к применению оборудование в течение 2017 года составило 47 скважин, в т.ч. ремонтное – 37, закупка нового оборудования – 10 единиц.

Из проведённого анализа следует, что количество отказов при использовании импортных УЭЦН увеличивается по сравнению с ожидаемыми показателями по пластам.

В таблице 2 показан расчёт количества отказов при использовании отечественных УЭЦН специального исполнения. Как видно из данных таблицы, наработка на отказ УЭЦН специального исполнения такая же, как и импортных УЭЦН: на скважинах пласта БВ<sub>8</sub> – 556 сут., что на 309 сут. больше самого низкого показателя наработки на отказ по пласту ЮВ<sub>1</sub>.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что количество отказов растёт при использовании отечественных УЭЦН специального исполнения по сравнению с импортными УЭЦН.

Таким образом, по результатам анализа работы механизированного фонда скважин в ОАО «Аганнефтегазгеология» можно сделать вывод о том, что наработка на отказ по заводам-изготовителям в среднем изменяется от 150 до 1500 сут.; по пластам в среднем составляет 360–400 сут. с учётом использования импортных ЭЦН.

Увеличения наработки на отказ по фонду добывающих скважин можно ожидать за счёт оптимизации работы скважин, оборудованных УЭЦН.

Следует обратить особое внимание на работу погружного оборудования УЭЦН в условиях повышенного выноса мехпримесей, АСПО, повышенного газосодержания на приёме ЭЦН.

### **Мероприятия по улучшению работы УЭЦН**

Поскольку основным способом нефтедобычи на Рославльском месторождении является добыча при помощи УЭЦН, то необходимость проведения мероприятий по улучшению работы скважин и защите УЭЦН от вредного влияния газа, механических примесей, а также от агрессивной продукции скважин является мероприятиями перво-степенной важности.

Проводя эти мероприятия, предприятие не только продлевает срок службы оборудования, но и получает дополнительную добычу нефти.

Защита скважинного оборудования от механических примесей и вредного влияния газа осуществляется с помощью установки на приёме насоса газового и песочного якорей, а также применения износостойкого оборудования, которое позволяет установке надёжно работать при довольно высоком выносе механических примесей.

Для борьбы с газом в ОАО «Аганнефтегазгеология», как и во многих других предприятиях, используются газосепараторы различных конструкций. Чаще всего используют газосепараторы фирмы «Алнас».

Модуль газосепаратора специальный МГСБТ5, МГСБТ5А (рис. 5) предназначен для обеспечения работы погружных центробежных насосов при откачке из нефтяных скважин пластовой жидкости с повышенным газосодержанием и восприятия осевых сил, действующих на валы секций насоса.



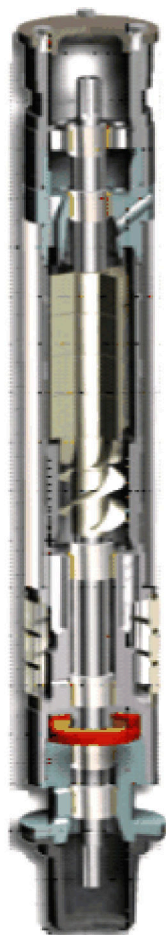


Рисунок 5 – Модуль газосепаратора

Модуль предназначен для комплектации насосов без осевых опор вала в секциях. Может использоваться для комплектации насосов с осевыми опорами вала в секциях и поставляться как самостоятельное изделие.

В модуле обеспечен осевой вход откачиваемой среды.

Вал модуля имеет диаметр 20 мм (в габарите 5) и 22 мм (в габарите 5А). Вал снабжён осевой опорой, выполненной из конструкционной керамики (карбида кремния), и радиальными опорами, выполненными из твёрдого сплава.

Различные исполнения модуля обеспечивают соединения с секцией насоса типа «болт-тело» по шести или восьми точкам и валами диаметром 17 мм и 20 мм (в габарите 5) и валами диаметром 17 мм, 20 мм и 22 мм (в габарите 5А).

Комплектуется шлицевыми муфтами для соединения с валами насоса и протектора гидрозащиты. Борьба с коррозией подземного оборудования в ОАО «Аганнефтегазгеология» заключается, в основном, в применении оборудования коррозионно-защитного исполнения. В течение прошедшего года формировались фонды скважин, осложнённых коррозией. Для этого просматривались дефектовки насосов, акты ревизии НКТ, данные лаборатории по кислотности среды и минерализации. Для борьбы с АСПО на месторождении используют магнитные активаторы, а также подача ингибиторов с помощью специальных дозаторов. Рассмотрим эти мероприятия подробнее.

#### *Измельчающее устройство ЭЦН*

Для улучшения работы УЭЦН в условиях повышенного выноса механических примесей в ОАО «Аганнефтегазгеология» предлагается применить следующее приспособление – измельчающее устройство, которое позволит устранить причину отказов ЭЦН из-за попадания в его рабочие органы механических примесей (рис. 6).

Измельчитель механических примесей предназначен для разрушения и измельчения механических примесей, находящихся в откачиваемой жидкости. Он устанавливается на нижний опорный подшипник УЭЦН.





Рисунок 6 – Общий вид измельчителя мехпримесей ЭЦН

Измельчающее устройство монтируется в приемной части насоса и состоит из шнека 4, пружины 5, неподвижного диска 2, кулачка 9, кольца 3, ножей 6. При вращении вала насоса 1 кулачок 9 упирается в пружину 10 и приводит во вращение кольцо с ножами 6 (рис. 7). Ножи измельчают сравнительно нетвёрдые включения, например, кусочки парафина, смолистых отложений, а также волокнистые образования. Размельчение этих примесей происходит за один оборот вала. Если же в потоке жидкости встречается не поддающееся размельчению твёрдое тело, вращение ножей прекращается из-за упора одного из них в это твёрдое тело.

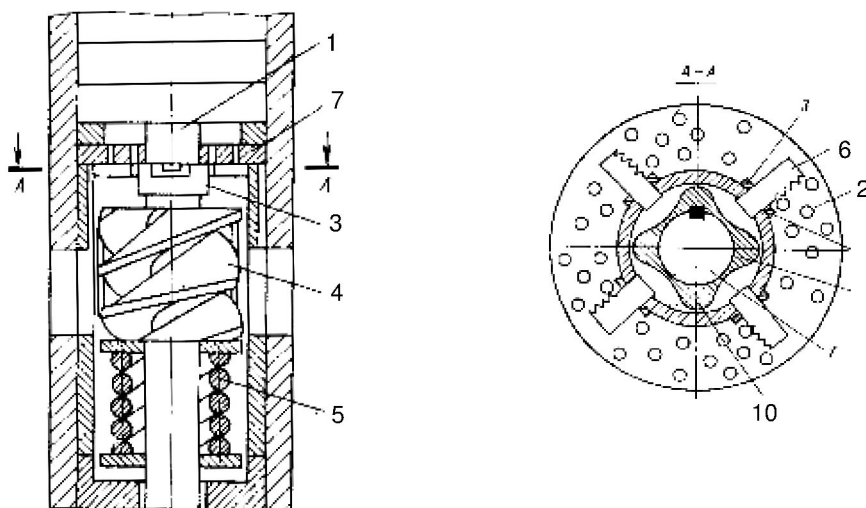


Рисунок 7 – Измельчающее устройство ЭЦН:

1 – вал ЭЦН; 2 – диск; 3 – кольцо; 4 – шнек; 5, 10 – пружина;  
6 – ножи; 7 – отверстия; 8 – направляющие пазы; 9 – кулачок

Вал насоса вместе с кулачком начинает проворачиваться относительно кольца 3, преодолевая усилие пружины. Кулачок и пружина поочерёдно приводят ножи в возвратно-поступательное движение в радиальном направлении при помощи направляющих пазов 8. Зубцы ножей при этом работают как пилы. Шнек обеспечивает проталкивание частиц через диск 2, имеющий отверстия 7 диаметром 2 мм.

В 2016 году внедрено пять УЭЦН с измельчителем механических примесей в скважинах со средней наработкой на отказ 72 сут. Из них отказало пять установок по причине снижения изоляции системы «кабель – ПЭД» со средней наработкой 101,7 сут. При дефектации оборудования выявлены твёрдые отложения и износ рабочих органов ЭЦН. В работе осталась одна установка с текущей наработкой 246 сут.

#### *Комплект песочного якоря с противоположным оборудованием*

Для снижения попадания механических примесей в ЭЦН предлагается комплект противоположного оборудования (ППО) фирмы «Тайберсон» (США) и песочного якоря.

Песочный якорь 4 изготавливается из НКТ диаметрами 76 и 89 мм, имеет фильтр с отверстиями диаметром 3 мм и накопитель 5, длина которого рассчитывается в зависимости от концентрации песка в добываемой продукции и желаемого межочистного периода.

Сборка ППО «Тайберсон» и песочного якоря устанавливается на расчётной глубине (обычно 30–40 м ниже зоны подвески ЭЦН 7), полностью разобщая пласт и ЭЦН. Продукция скважины поступает в якорь 4 через отверстия фильтра, песок оседает в накопителе 5, пластовая жидкость через клапан-отсекатель 2 ППО 3 поступает в насос.

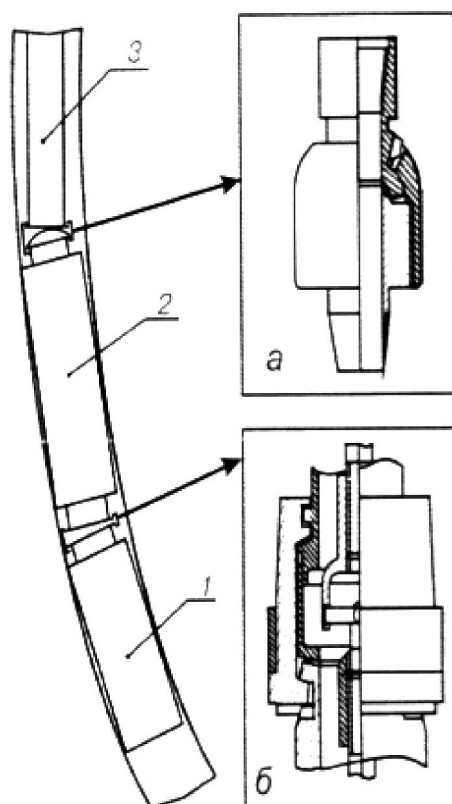
На 8 скважинах НК «РуссНефть» с низкой наработкой ЭЦН из-за пескопроявления были спущены комплекты песочного якоря с ППО «Тайберсон». В результате наработка на отказ ЭЦН по этим скважинам в среднем увеличилась в 3,7 раза, число текущих ремонтов за год снизилось с 17 до 1.

#### *Шарнирное устройство для работы ЭЦН в искривленных скважинах*

По актам ремонтов скважин с УЭЦН установлено, что основной причиной остановки скважин в ремонт является падение установок на забой. Анализ причин обрывов ЭЦН в скважинах со сверхнормативным искривлением ствола показывает, что наибольшее число аварий обусловлено разрушением НКТ и соединительных элементов УЭЦН. Основной причиной разрушения соединительных элементов является их ослабление при прохождении ЭЦН участков максимального искривления. При этом на часть болтов нагрузка возрастает, и они разрушаются.

В настоящее время разработаны и внедрены устройства для повышения устойчивости работы УЭЦН в скважинах со сверхнормативным искривлением ствола. Устройства обеспечивают снятие изгибающих нагрузок, действующих на установку как при прохождении интервалов с интенсивным набором кривизны при спуске, так и в период её эксплуатации в зоне с набором кривизны выше допустимого.

Для устранения изгибающего момента, передаваемого от НКТ к ЭЦН, разработано шарнирное устройство, размещаемое в точке подвеса погружного агрегата к НКТ (рис. 8).



**Рисунок 8 – Шарнирное устройство ЭЦН:**

а – устройство шарнирное; б – шарнирно-кулачковая муфта;  
1 – погружной электродвигатель; 2 – ЭЦН; 3 – НКТ

Шарнирное устройство допускает перекося оси установки относительно оси НКТ до 5°. Особое внимание уделено совершенствованию узла соединения насоса с электродвигателем, как основного элемента, на долю которого приходится наибольшее число разрушений.

Вместо стандартного соединения насоса с протектором предложена шарнирно-кулачковая муфта, состоящая из карданного и сферического шарниров, кулачковой муфты, объединённых в одну сбоку. Повышается устойчивость его работы. Муфта допускает отклонение осей насоса и электродвигателя до  $4^\circ$ , что исключает возникновение изгибающих нагрузок. ЭЦН, оснащённый комплектом из шарнирного устройства и шарнирно-кулачковой муфты, свободно проходит по стволу искривленной скважины.

*Внедрение УЭЦН с адресной доставкой реагента посредством дозирования через гибкий трубопровод фирмы «ФЛЭК»*

Эффективность предупреждения солеотложений и асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО) на нефтепромысловом оборудовании зависит не только от ингибиторов, но и от технологии их применения.

При выборе технологии учитывают геологические особенности разрабатываемого месторождения, состав попутно-добываемых вод, причины и условия отложения солей, их состав, длительность межремонтного периода работы оборудования, климатические условия и т.д.

В основе технологии применения ингибиторов соле- и парафиноотложений лежит способ дозирования ингибитора. К выбору способа дозирования предъявляют следующие требования:

- 1) надёжность и универсальность, т.е. возможность применения при различных способах эксплуатации скважин;
- 2) возможность защиты скважины и оборудования по всей технологической линии;
- 3) обеспечение стабильного дозирования реагента;
- 4) простота технологии и обслуживания;
- 5) минимальная трудоёмкость и металлоёмкость;
- 6) возможность применения при любых климатических условиях;
- 7) экономичность расходования реагента;
- 8) безопасность способа для обслуживающего персонала и удовлетворения требованиям охраны недр и окружающей среды.

На промыслах применяют следующие способы дозирования ингибитора солеотложений:

- непрерывное дозирование в скважину с использованием поверхностных дозирочных насосов или глубинных дозаторов;
- периодическая подача ингибитора в затрубное пространство скважины;
- периодическое задавливание ингибитора в призабойную зону пласта (залповая подача реагента).

По принципу размещения применяемые типы дозаторов можно разделить на две группы:

- 1) *наземные* – подают реагент в затрубное пространство скважины;
- 2) *скважинные* – подают реагент непосредственно на приём насоса.

Обычно оценка эффективности их применения производится по признаку доступности для осмотра и обслуживания.

Проведённые исследования с целью оценки технологической эффективности различных способов подачи реагентов в скважину позволяют считать метод затрубного дозирования малоэффективным. При дозировании в затрубное пространство химреагент, проходя столб газожидкостной смеси, достигающий сотни, а иногда и тысячи метров, срывает и к приёму насосов или башмаку труб поступает лишённым активности.

С целью достижения эффекта приходится намеренно увеличивать дозу реагента, что при его высокой стоимости отражается на себестоимости добычи нефти и снижает экономичность дозатора. Следует иметь в виду ещё один фактор: многие реагенты при снижении температуры окружающей среды увеличивают вязкость, а в зимнее время замерзают. Это затрудняет операции с ними.

В ОАО «Аганефтегазгеология» НК «Русснефть» разработана программа проведения опытно-промышленных испытаний ингибитора солеотложения «ФЛЭК-ИСО-4». Согласно разработанной программы поставлено 2 наземных блока дозирования химического реагента через импульсную трубку на приём насоса (рис. 9).

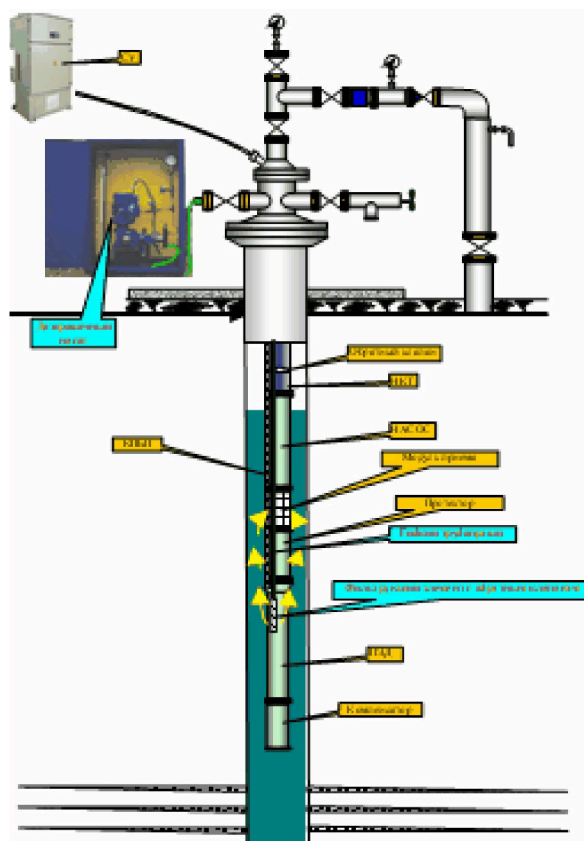


Рисунок 9 – Схема подачи ингибитора солеотложений в скважину с ЭЦН при помощи блока дозирования

Результаты применения наземного дозатора ингибитора солеотложения «ФЛЭК-ИСО-4»:

- куст 1 скважина № 1053 Э25-1700 г/с – в работе 97 сут.;
- куст 6 скважина № 2005 Э125-1700 отработала 40 сут.

Во время работы УЭЦН в дозировочном насосе было обнаружено затвердевание ингибитора. Таким образом, подача ингибитора фактически не осуществлялась. При дефектации ЭЦН на рабочих органах солевых отложений не было. По скважине № 1049 куста 310 также выявлено затвердевание ингибитора и засорение гибкого трубопровода.

В настоящее время специалистами фирмы «ФЛЭК» в рамках опытно-промышленных испытаний ведётся оптимальный подбор ингибитора солеотложений, применимого для данной технологии обработок глубинного насосного оборудования.

#### ***Вредное влияние АСПО на работу подземного оборудования добывающих скважин***

Опыт механизированной эксплуатации скважин на нефтяных месторождениях показывает, что в течение некоторого времени, исчисляемого от 1 до 4 месяцев, на поверхности промышленного оборудования образуются отложения парафина и асфальто-смолистых веществ.

Поздняя стадия разработки, на которой находится в настоящее время большинство нефтяных и газовых месторождений, в силу ряда известных причин способствует росту доли осложнений, связанных с эмульсообразованием, АСПО и отложениями неорганических солей, имеющих место по всей технологической цепочке добычи, транспорта и подготовки нефти и газа. Подъём скважинной жидкости, представляющей собой водогазонефтяную эмульсию, от продуктивного пласта к устью, связан с изменением давления, температуры, скорости движения потока.

Качественная оценка процессов, происходящих в скважине, свидетельствует о главенствующей роли скорости движения потока. При малых скоростях происходит образование АСПО и солеотложений, при высоких скоростях – образование эмульсий и повышение вязкости продукции.

### *Причины и условия образования АСПО*

Известны две стадии образования и роста АСПО:

1) первой является зарождение центров кристаллизации и рост кристаллов парафина непосредственно на контактирующей с нефтью поверхности;

2) на второй стадии происходит осаждение на покрытую парафином поверхность более крупных кристаллов.

При насосном способе эксплуатации давление на приеме насоса может быть меньше, чем давление насыщения нефти газом. Это может привести к выпадению парафина в приёмной части насоса и на стенках эксплуатационной колонны. В колонне НКТ выше насоса можно выделить две зоны:

1) непосредственно над насосом, где давление резко возрастает и становится больше давления насыщения (вероятность АСПО в этой зоне минимальная);

2) зона снижения давления до давления насыщения и ниже, где начинается интенсивное выделение парафина.

Как показывает практика, основными объектами для образования отложения парафина являются скважинные насосы, НКТ, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно АСПО откладываются на внутренней поверхности НКТ.

Промысловые исследования показывают, что характер распределения парафиновых отложений в трубах различного диаметра примерно одинаков. Толщина отложений постепенно увеличивается от места начала их образования на глубине 500–900 м и достигает максимума на глубине 50–200 м от устья скважины, затем уменьшается до толщины 1–2 мм в области устья.

На образование АСПО оказывают существенное влияние:

- снижение давления на забое скважины и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия ГЖС;

- интенсивное газовыделение;

- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;

- изменение скорости движения ГЖС и отдельных её компонентов;

- состав углеводородов в каждой фазе смеси;

- соотношение объёма фаз;

- состояние поверхности труб.

Интенсивность образования АСПО зависит от преобладания одного или нескольких факторов, которые могут изменяться во времени и глубине, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными.

### *Влияние АСПО на работу подземного оборудования*

Под парафиновыми соединениями, выделяющимися из нефти в добывающих скважинах в процессе их работы, понимают сложную углеводородную физико-химическую смесь, в состав которой входят различные вещества, такие как парафины, асфальтосмолистые соединения, силикагелевые смолы, масла, вода, механические примеси.

Содержание отдельных компонентов в парафинистой массе различно и зависит от условий формирования нефтяной залежи и характеристики нефти.

Наличие парафина независимо от его количества в нефти ставит перед производителями много технологических и технических задач, связанных с ликвидацией осложнений, вызываемых парафиноотложениями.

В процессе работы скважины возникают определённые условия, при которых интенсивность парафиноотложений возрастает:

1) снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной смеси (ГЖС);

2) интенсивное газовыделение;

3) уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;

4) изменение скорости движения ГЖС;

5) состав и соотношение углеводородов в каждой фазе ГЖС.

Поскольку для нормального процесса добычи нефти проблему представляет не сам факт выпадения парафина из нефти, а его накопление на подземном оборудова-

нии и НКТ, то и интерес вызывают условия образования АСПО в скважине. Некоторыми такими условиями являются:

- адсорбционные процессы на границе «металл – парафин»;
- наличие на поверхностях отложений продуктов разрушения пласта, мехпримесей, продуктов коррозии металлов и т.д.;
- шероховатость поверхности подземного оборудования (в особенности НКТ);
- скорость движения ГЖС;
- структура потока жидкости.

Практика добычи парафинистой нефти показывает, что основными местами отложений парафина являются:

- скважинные насосы;
- НКТ;
- выкидные линии от скважин;
- резервуары промысловых сборных пунктов.

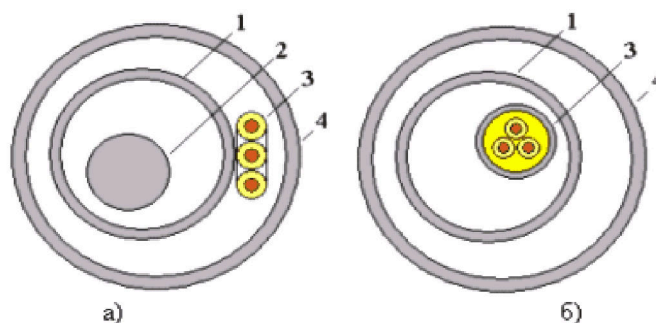
Толщина отложений увеличивается постепенно от места начала их образования на глубине 500–900 м и достигает максимальной толщины на глубине 50–200 м от устья, затем уменьшается до 1–2 мм в области устья.

### **Технология применения греющего кабеля УЭЦН для борьбы с АСПО**

Одна из проблем, серьезно затрудняющих эксплуатацию многих нефтяных месторождений Западной Сибири – образование гидрато-парафиновых пробок (ГПП) в работающих скважинах. Несмотря на интенсивные профилактические меры (скребкование, горячие промывки, использование ингибиторов парафиноотложений), полностью исключить образование ГПП не удаётся, что приводит к потерям в добыче нефти, происходящим из-за остановок скважин для проведения восстановительных мероприятий. Для возвращения скважин в рабочее состояние необходимо принимать серьезные меры по ликвидации гидрато-парафиновой пробки большой протяжённости (50-300 м), на что тратятся значительные силы и средства. Для радикального решения проблемы требуется разработка такой технологии, при которой вовсе отсутствовали бы условия для образования ГПП в скважине, необходимо создание методов, которые были бы направлены не на борьбу с последствиями образования гидрато-парафиновых пробок, а на предотвращение условий их образования.

### **Технология применения греющего кабеля**

Одним из главных факторов способствующих выделению парафина из нефти и образования гидратов является температура. Повышение температуры нефтеводогазовой смеси в НКТ, позволяет избежать образования гидратно-парафиновых пробок. Принцип работы греющего кабеля заключается в нагреве внутреннего пространства насосно-компрессорных труб с помощью специального изолированного нагревательного кабеля, помещённого в интервал интенсивного гидрато-парафиноотложения. Применение того или иного греющего кабеля определяется способом добычи нефти. Для скважин, оснащённых штанговым глубинным насосом (ШГН), нагреть скважинную жидкость можно с помощью нагревательного кабеля, проложенного только снаружи НКТ (рис. 10а), так как внутри НКТ находится штанга. Для скважин, оснащённых электроцентробежным насосом (ЭЦН), а также фонтанных и газлифтных нагреть скважинную жидкость можно с помощью нагревательного кабеля, опускаемого в НКТ (рис. 10б) через лубрикатор.



**Рисунок 10 – Расположение нагревательных кабелей в скважине:**

а) скважина с ШГН; б) скважины с ЭЦН, фонтанные и газлифтные:

1 – насосно-компрессорная труба; 2 – штанга насоса; 3 – кабель; 4 – обсадная колонна



С помощью пакета прикладных программ ANSYS моделировалось температурное поле в поперечном сечении скважины, оно вычислялось из условия, что дебит равен нулю. При мощности кабеля 100 Вт/м температура нефти в НКТ составит 47 °С, в то время как при нагреве самонесущим кабелем, расположенным в НКТ, 43 °С при мощности 24 Вт/м.

Следовательно, нагрев кабелем, расположенным внутри НКТ, требует в несколько раз меньшей мощности, чем нагрев кабелем, расположенным снаружи НКТ. К числу методов по борьбе с гидратно-парафиновыми пробками, применяемых на предприятии, относятся спуск-подъем скребков и горячая обработка скважин нефтью. Данные методы требуют значительных материальных затрат и затрат трудовых ресурсов, а также не всегда оказываются эффективными, что приводит к длительным простоям скважин.

В качестве профилактических мер с 2015 года ОАО «Аганнефтегазгеология» приступило к использованию греющего кабеля, что позволило получить ощутимый экономический эффект.

На данный момент греющим кабелем оборудовано 7 скважин, являющиеся самыми проблемными в плане образования гидрато-парафиновых пробок.

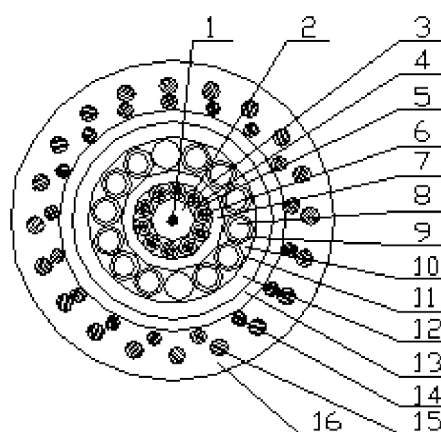
*Техника и оборудование для осуществления прогрева скважин греющим кабелем*

Технология реализуется с помощью установки по прогреву скважин (УПС). УПС позволяет в автоматическом режиме управлять прогревом и обеспечивать защиту нагревательного элемента.

Комплект УПС состоит из:

- 1) нагревательного элемента;
- 2) станции управления прогревом;
- 3) силового трансформатора.

*Нагревательный элемент* представляет собой специальный термобаростойкий, сложно изготовленный кабель, устойчивый к воздействию агрессивных сред (рис. 11). Рабочая часть нагревательного элемента имеет изоляционную оболочку, изготовленную из высокотемпературных материалов (фторопласт, сополимер пропилена), на которую затем накладывается броня из стальной оцинкованной проволоки в два повива. На верхний повив накладывается защитная оболочка из синтетического материала.



**Рисунок 11 – Греющий кабель:**

- 1 – центральная жила; 2 – оболочка датчиков; 3 – контрольные жилы; 4 – изоляция контрольных жил;  
 5, 10 – теплопроводный наполнитель; 6, 11 – обмотка; 7, 12, 13 – промежуточная оболочка;  
 8 – токопроводящие жилы нагревательных элементов; 9 – разделяющие жгуты;  
 14, 15 – 1-й и 2-й повив брони

Нагревательный элемент выполняется с коаксиальными обмотками таким образом, что на центральную нагревательную жилу приходится 20 % подаваемой электрической мощности, оставшиеся 80 % электрической мощности выделяются на коаксиальный проводник, расположенный ближе к поверхности нагревательного элемента. С целью контроля за работой нагревательного элемента в его единую технологическую цепь монтируются датчики температуры.



Спуск нагревательного элемента в скважину проводится с помощью специализированных геофизических подъёмников, снабженных необходимым оборудованием.

После спуска нагревательного элемента в скважину он закрепляется и герметизируется с помощью специального крепления и сальникового устройства.

*Станция управления прогревом* предназначена для контроля и управления процессом прогрева жидкости в объёме лифтовых труб эксплуатационных скважин.

Станция управления прогревом включает в себя: входной рубильник, входной автоматический выключатель, устройство защитного отключения по току утечки, трёхфазный тиристорный управляемый выпрямитель для бесконтактного включения/выключения, терморегуляторы для регулирования и контроля рабочего процесса, приборы измерения тока и напряжения, приборы измерения и управления температурой нагревательного элемента, индикаторы неисправностей.

Станция управления прогревом позволяет:

- осуществлять и прекращать подачу электрического тока на нагревательный элемент;
- контролировать ток, протекающий через нагревательный элемент;
- контролировать напряжение, приложенное к нагревательному элементу;
- регулировать температуру нагревательного элемента в скважине;
- прекращать подачу электрического тока или ограничивать её при отключении станции управления работой УЭЦН;
- измерять температуру добываемой жидкости в термокармане, врезанном в нефтесборный коллектор;
- измерять и регулировать температуру внутри герметичного шкафа станции управления прогревом;
- автоматически отключать силовой пускатель (снимать напряжение с силового трансформатора и, соответственно, нагревательного элемента) от промышленной сети при наличии тока утечки, а также управлять другими устройствами с помощью контакта промежуточного реле.

Вся аппаратура станции управления прогревом смонтирована в герметичном шкафу. Размер шкафа 1800/1200/400 мм.

*Силовой трансформатор.* Питание нагревательного элемента производится в зависимости от скважинных условий: либо непосредственно от промышленной сети напряжением 380 В, либо при необходимости увеличения мощности прогрева через силовой трансформатор.

Во время работы установки по прогреву, станции управления накапливает и систематизирует данные температур, токов и напряжений в функции времени. Временные периоды снятия отчётов указанных параметров могут устанавливаться в произвольной форме. В дальнейшем эти параметры могут быть представлены как в графической, так и в табличной форме.

На рисунке 12 представлены графики изменения температуры окружающей среды и температуры жидкости в термокармане во времени.

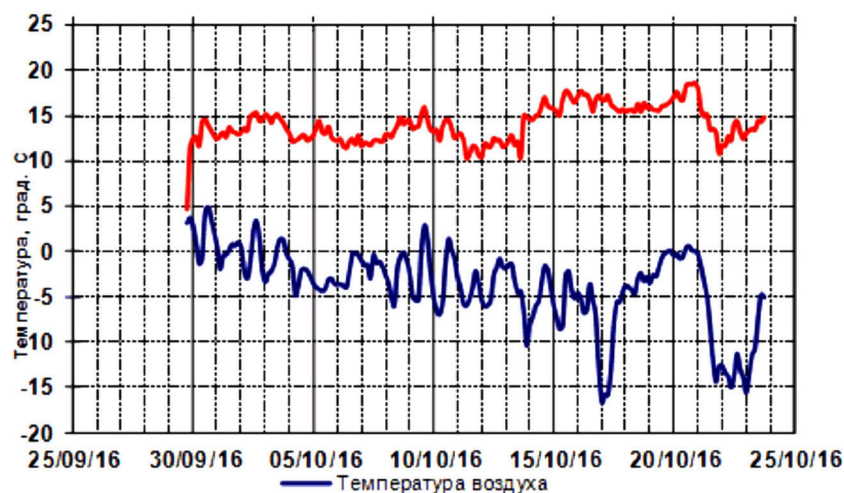


Рисунок 12 – Изменение температуры воздуха и температуры жидкости в термокармане во времени

Из представленного графика видно, что продолжительность выхода на температурный режим после включения кабеля составляет примерно 12 часов.

Колебания температуры в термокармане связаны с тем, что не удаётся полностью изолировать термодатчик от влияния температуры окружающей среды, поэтому он частично отражает и её. При этом температура протекающей жидкости является постоянной для заданного температурного режима. Увеличение температуры в период с 14 октября связано с тем, что был изменён температурный режим и температуру увеличили до 17 °С путём увеличения токовых нагрузок.

На рисунке 13 представлена схема подключения греющего кабеля к скважине, оборудованной УЭЦН.

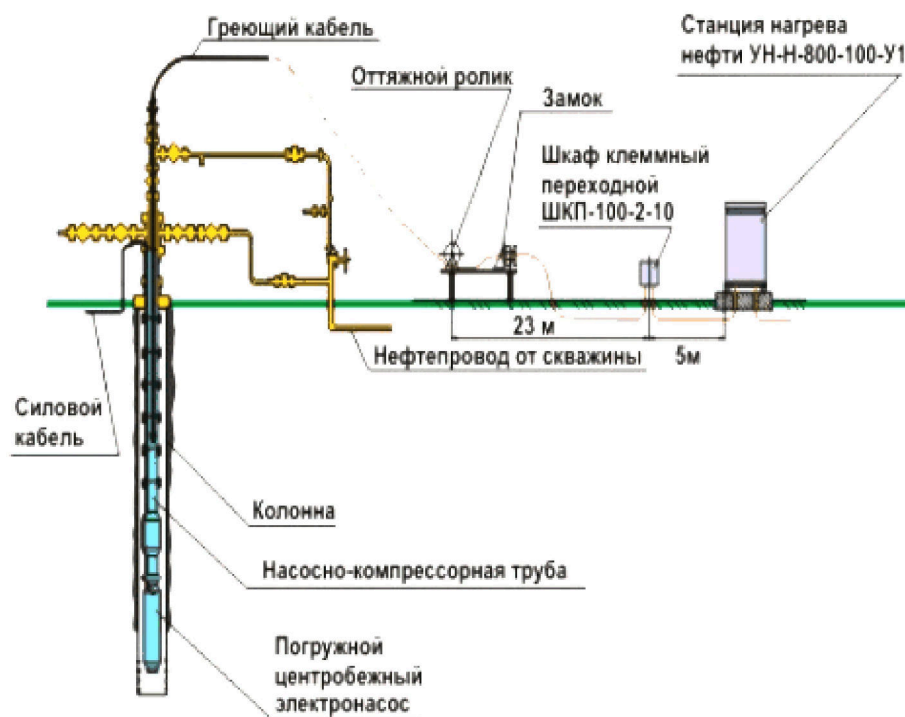


Рисунок 13 – Схема подключения греющего кабеля

### **Опыт применения греющего кабеля в ОАО «Аганнефтегазгеология»**

В ОАО «Аганнефтегазгеология» использование технологии прогрева НКТ с помощью греющего кабеля начато с 2005 года. В настоящее время данным методом защищены от образования ГПП 7 скважин.

Практика добычи нефти с помощью УЭЦН показывает, что интенсивное образование ГПП происходит лишь в начальный период (по некоторым скважинам) работы после смены УЭЦН. После 20–30 суток работы скважины её режим стабилизируется и в дальнейшем появляется возможность бороться с образованием гидратно-парафиновых пробок обычным способом – скребкованием. Простота технологии спуска-подъёма греющего кабеля позволяет оперативно извлекать его из скважины с установившимся режимом работы и спускать в скважины, где это наиболее необходимо в данный момент.

В условиях эксплуатации УЭЦН на скважинах, где приток жидкости из пласта ниже производительности УЭЦН и высокий газовый фактор, применение греющего кабеля позволяет путём установки штуцера (на устье) малого диаметра (2–3 мм) вывести скважины на стабильный режим работы, что в конечном итоге приводит к увеличению межремонтного периода.

Проведённый анализ работы скважин со спущенным греющим кабелем выявил следующие положительные результаты:

- 1) постоянную чистоту внутреннего пространства НКТ, фонтанной арматуры и прилегающих к ним ближних трубопроводов;
- 2) повышение работоспособности и увеличение срока службы УЭЦН, в том числе за счёт снижения вязкости жидкости, подаваемой на поверхность;

3) непрерывность работы скважины и трубопроводов – полностью ликвидирует текущие простои скважины, связанные с образованием ГПП, намного увеличивает время между ремонтами скважин, снижение объема ремонтных работ, уменьшение количества ремонтных бригад и спецтехники;

4) полностью исключает применение других способов удаления гидратно-парафиновых отложений (СПО скребков, горячая обработка нефтью с помощью АДП и др.);

5) возможность регулировки мощности установки – выбор оптимального температурного и энергосберегающего режима работы скважины или трубопровода;

6) экологическую чистоту вокруг скважины;

7) максимальное упрощение управления работой скважины, которое сводится к приборному контролю за техническими и электрическими параметрами и компьютерной обработке этих данных;

8) увеличение среднего дебита скважины, улучшение работы пласта за счёт равномерного режима добычи, уменьшение потерь нефти, повышение коэффициента эксплуатации скважин;

9) непрерывную работу скважин, находящихся в труднодоступных местах, с интервалами вечной мерзлоты, с высоковязкой и битумной нефтью.

### Литература:

1. Годовой отчёт по работе механизированного фонда скважин ОАО «ННП». – Нижневартовск, 2014.

2. Экономический отчёт ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие». – Нижневартовск, 2014.

3. Каталог Альметьевского завода погружных электронасосов «Алнас».

4. Рославльское нефтяное месторождение. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a2bc68a4c43a89521316c37\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a2bc68a4c43a89521316c37_0.html)

5. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.

6. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2001. – Т. 1. – 348 с.

7. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – 348 с.

8. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [и др.]. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.

9. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.

10. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.

11. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.

12. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.

13. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.

14. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика: монографія. – Львів: Сполом, 2018. – 476 с.

15. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.

16. Оборудование для добычи нефти: методические указания по практическим занятиям по дисциплине «Оборудование для добычи нефти» для студентов-бакалавров всех форм обучения направления подготовки 131000.62 «Нефтегазовое дело» / А.А. Арутюнов [и др.]. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 182 с.

17. Реконструкция и восстановление скважин : учебное пособие по дисциплине «Реконструкция и восстановление скважин» для студентов-бакалавров и магистров всех форм обуче-

ния направления подготовки 131000 (21.03.01, 21.04.01) «Нефтегазовое дело» / А.Т. Кошелев [и др.]. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 284 с.

18. Березовский Д.А. [и др.]. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском месторождении Булатовские чтения : материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) : в 5 томах / сборник статей под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 30–38.

19. Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий для удаления гидратных пробок и растепления скважин : Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) : в 5 томах / сборник статей под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 261–264.

20. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ эффективности работы УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 2. – С. 34–61.

21. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ применения системы байпасирования Y-Tool для исследования под действующей УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 2. – С. 62–81.

22. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В. Методы предупреждения и ликвидации гидратообразования при эксплуатации газовых скважин на примере месторождения Узловое // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 2. – С. 82–108.

23. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ). – 2017. – Volume 2. – Issue 11, Nov. – P. 6–11. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

24. Ахриев К.Р., Савенок О.В., Яковлев А.Л. Анализ эффективности применения установок электроцентробежных насосов на Ново-Покурском нефтяном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 4. – С. 275–297.

## References:

1. The annual report on work of the mechanized well stock of JSC NNP. – Nizhnevartovsk, 2014.
2. Economic report of JSC Nizhnevartovsk Oil and Gas Producing Enterprise. – Nizhnevartovsk, 2014.
3. Catalog of the Almet'yevsk plant of submersible electric pumps Alnas.
4. Roslavl oil field. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a2bc68a4c43a89521316c37\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a2bc68a4c43a89521316c37_0.html)
5. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.
6. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2001. – V. 1. – 348 p.
7. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – V. 2. – 348 p.
8. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions / A.I. Bulatov [etc.]. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – V. 1–4.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
12. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – V. 1–4.
13. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.
14. Osvoennyya naftovikh i gazovikh sverdrovin. Science i practice : monograph / A.I. Bulatov [etc.]. – Lviv : Spolom, 2018. – 476 p.
15. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – 336 p.

16. Equipment for oil production: methodical instructions on a practical training on discipline «The equipment for oil production» for students bachelors of all forms of education of the direction of preparation 131000.62 «Oil and gas business» / A.A. Arutyunov [etc.]. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – 182 p.

17. Reconstruction and restoration of wells : the manual on discipline «Reconstruction and restoration of wells» for students bachelors and masters of all forms of education of the direction of preparation 131000 (21.03.01, 21.04.01) «Oil and gas business» / A.T. Koshelev [etc.]. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – 284 p.

18. Berezovsky D.A., [etc.]. The analysis of carrying out salting-nokislotnoy processings of wells on the Average and Makarikhinsky field Bulatovsky readings : materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) : in the 5th volumes / collection of articles under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – V. 2: Development of oil and gas fields. – P. 30–38.

19. Savenok O.V. Ispolzovaniye the koltubingovykh of technologies for removal of hydrate traffic jams and thawing of wells : Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) : in the 5th volumes / collection of articles under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 261–264.

20. Boletus O.V., Savenok O.V. The analysis of overall performance of UETsN on fields of Krasnodar Krai // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2017. – No. 2. – P. 34–61.

21. Borovik O.V., Savenok O.V. The analysis of use of system of a baypasirovaniye of Y-Tool for a research under the operating UETsN on fields of Krasnodar Krai // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 2. – P. 62–81.

22. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V. Methods of prevention and elimination of hydrate formation at operation of gas wells on the example of the field Nodal // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2017. – No. 2. – P. 82–108.

23. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ). – 2017. – V. 2. – Is. 11, Nov. – P. 6–11. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

24. Akhriyev K.R., Savenok O.V., Yakovlev A.L. The analysis of efficiency of application of installations of electrocentrifugal pumps on the New and Pokursky oil field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2017. – No. 4. – P. 275–297.