

УДК 622.276.72

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ОТЛОЖЕНИЙ СОЛЕЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ НА КЛЮЧЕВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

PREVENTION AND LIQUIDATION OF SALT DEPOSITS DURING OIL PRODUCTION ON THE KLYUCHEVOYE FIELD

Омельченко Надежда Николаевна

укрупненный нефтяной промысел № 3,
ООО «РН-Краснодарнефтегаз»
omelchenko.nn@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Иолчуев Алишер Муслимович

студент-магистрант,
институт Нефти, газа и энергетики
Кубанский государственный
технологический университет
alifootball@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена повышению эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, на Ключевом месторождении ООО «РН-Краснодарнефтегаз». Проводится анализ осложняющих факторов (образование солеотложений) и рассмотрены методы борьбы с ними. Предложено решение проблемы солеобразования на поверхностях нефтедобывающего оборудования путем использования электроприводной дозирующей установки «УДР 01.00». Расчет экономической эффективности показал положительный результат от применения УДЭ.

Ключевые слова: выбор рационального способа эксплуатации скважин; способы механизированной эксплуатации скважин; способ добычи с помощью УЭЦН; способ добычи с помощью ШГН; фонтанный способ добычи; осложнения при эксплуатации скважин; методы борьбы с солеотложениями.

Omel'chenko Nadezhda Nikolaevna
integrated oil field № 3,
LLC «Rosneft-Krasnodarneftegas»
omelchenko.nn@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of oil
and gas engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Iolchuev Alisher Muslimovich

Masters' student,
Institute of Oil, gas and energy
Kuban state technological university
alifootball@mail.ru

Annotation. The article is devoted to increasing the efficiency of operation of wells equipped with installation of electric centrifugal pumps on the Klyuchevoye field of LLC «RN-Krasnodarneftegas». The analysis of complicating factors (scaling formation) is carried out and the methods of combating them are considered. A solution to the problem of salt formation on the surfaces of oil production equipment was proposed by using an electric dosing unit «UDR 01.00». The calculation of economic efficiency has shown a positive result from the application of the electric dosing unit.

Keywords: choice of a rational way of operating wells; methods of mechanized operation of wells; oil recovery method with the help of installation of electric centrifugal pumps; oil recovery method with deep rod pumps; a fountain oil recovery method; complications during the operation of wells; methods of combating scaling.

Введение

Важнейшей научно-технической проблемой разработки месторождений является одновременное обеспечение высоких уровней и темпов добычи углеводородного сырья при наиболее полном извлечении его из недр с высокими технико-экономическими показателями работы нефтегазодобывающих предприятий. Одной из причин, не позволяющей эффективно решить эту проблему, являются осложнения, возникающие при эксплуатации скважин, которые приводят к снижению производительности скважин и выходу из строя глубинных насосов, а, следовательно, к уменьшению добычи нефти.

На Ключевом месторождении ООО «РН-Краснодарнефтегаз» возникают следующие осложнения при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН: отложения парафинов и солей, высокое газосодержание на приеме, вынос механических примесей, коррозия внутрискважинного и поверхностного оборудования и др.

Основной деятельностью ООО «РН-Краснодарнефтегаз» является добыча нефти и газа. В 2010 году добыча ООО «РН-Краснодарнефтегаз» составила 0,95 млн

тонн (6,9 млн бар.) нефти и 2,71 млрд куб. м газа. Предприятие было образовано в 1943 году. В 1996 году вошло в состав ОАО «НК «Роснефть». Краснодарнефтегаз работает на юге России, на территории Краснодарского края, история которого как нефтедобывающего региона ведет свой отсчет с конца 19 века. В настоящее время ООО «РН-Краснодарнефтегаз» является крупнейшей нефтегазодобывающей компанией в регионе, а также вторым по величине после ООО «РН-Пурнефтегаз» производителем газа в структуре «Роснефти». По итогам 2010 года доля ООО «РН-Краснодарнефтегаз» в суммарной добыче газа НК «Роснефть» (с учетом доли в добыче зависимых обществ) составила 22 %.

ООО «РН-Краснодарнефтегаз» осуществляет работы по разведке, разработке и добыче углеводородного сырья примерно на 50 лицензионных участках. Большинство месторождений компании значительно истощены, поэтому применение современных технологий повышения нефтеотдачи пластов является ключевым фактором успешной работы. Преимуществом предприятия является близость к экспортным маршрутам, идущим через Черное море, что открывает нефти, добываемой ООО «РН-Краснодарнефтегаз», кратчайший доступ к международному рынку.

ООО «РН-Краснодарнефтегаз» осуществляет транспортировку добываемой нефти по промысловым трубопроводам в транспортную систему АК «Транснефть», через которую нефть может быть транспортирована до терминалов АК «Транснефть» на Черном море или до КТК (Каспийский трубопроводный консорциум) и отправлена на экспорт. В качестве альтернативы нефть Краснодарнефтегаза может быть транспортирована до Туапсинского НПЗ для переработки.

ООО «РН-Краснодарнефтегаз» не является ведущим нефтедобывающим подразделением ПАО «НК «Роснефть» и добывает около 1 % нефти от объема общей добычи Компании (рис. 1).

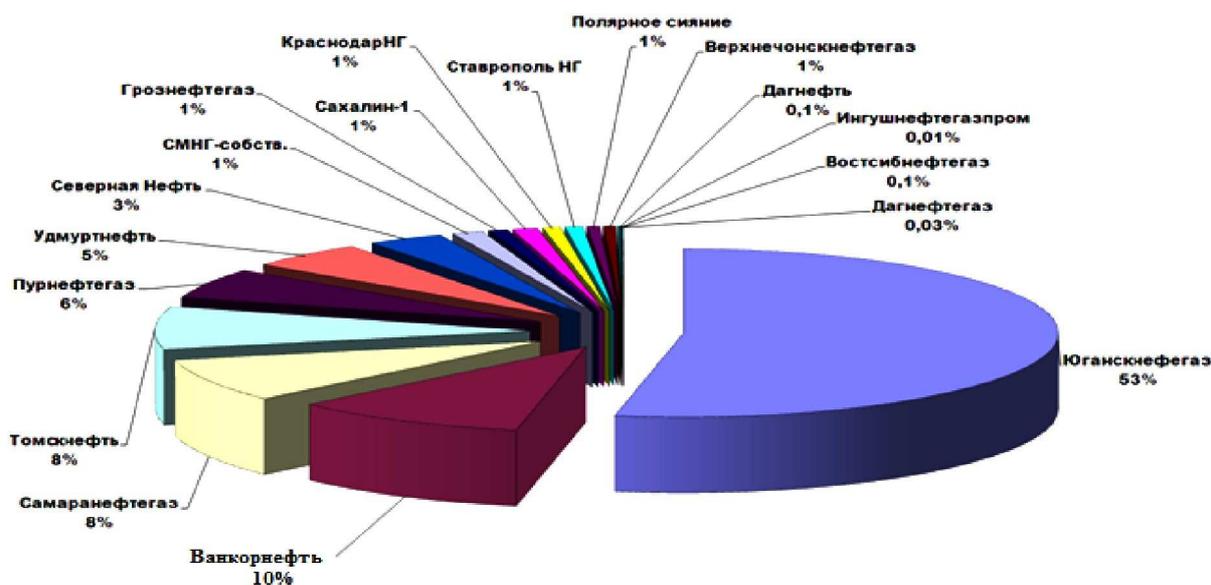


Рисунок 1 – Структура фонда добычи нефти ПАО «НК «Роснефть»

Роль ООО «РН-Краснодарнефтегаз» в Компании невысока, но помимо основных объемов добычи ПАО «НК «Роснефть» наиболее весомое значение играют факторы, осложняющие добычу нефти. Решение основных проблем эксплуатации механизированного фонда должно оказать наиболее существенное влияние на основные индикаторы эффективности производственной деятельности – увеличение объемов добываемой нефти и снижение уровня удельных затрат на тонну добываемой нефти.

Наиболее перспективным стратегическим решением, которое позволит компании дать достойный ответ на вызовы, может быть только постоянный поиск решений и ускоренное технологическое развитие, максимально быстрое и комплексное внедрение передовых (прорывных) производственных практик и технологий. Компания ПАО «НК «Роснефть» ежегодно вкладывает финансовые средства в развитие передовых технологий и производственных практик, способных решать задачи такого формата.

Выбор рационального способа эксплуатации скважин

Исходя из физико-химических свойств нефти и геолого-физических условий ее залегания, основными осложняющими факторами механизированного способа добычи являются высокий газовый фактор и неоднородность его распределения по залежи, высокое давление насыщения, высокая вероятность солеобразования.

При выборе оптимального способа добычи нефти необходимо учитывать:

- соответствие производительности оборудования диапазону ожидаемых дебитов скважин;
- соответствие технических условий эксплуатации погружного оборудования условиям месторождения и условиям конкретной скважины;
- соответствие требованиям к проектированию и ведению работ при добыче, сборе и подготовке нефти и газа Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности;
- выбранный способ добычи, наряду с другими факторами, должен обеспечить оптимальные технико-экономические показатели разработки месторождения.

Преимущества и недостатки различных способов механизированной эксплуатации скважин

Несмотря на всю очевидность выбора ЭЦН в качестве предпочтительного способа механизированной добычи, в данном разделе при обосновании наиболее рационального способа подъема жидкости применительно к условиям Ключевого месторождения рассмотрен также ряд других механизированных способов эксплуатации скважин.

В таблице 1 приводится краткая сравнительная характеристика технических достоинств и недостатков различных способов механизированного подъема жидкости.

Исходя из информации, представленной в таблице 1, отсутствие на Ключевом месторождении (или вблизи него) источника свободного газа высокого давления в сочетании с ограниченными возможностями последующей утилизации газа делает малопривлекательным использование газлифтного способа эксплуатации из списка практически применимых на данном месторождении (для использования газлифтного способа эксплуатации необходима постройка компрессорной станции для закачки газа, а также наземных трубопроводов для подачи газа в скважины).

На рассматриваемом месторождении имеется возможность подобрать ряд скважин, режим работы которых позволяет использовать для механизированной добычи штанговые насосы (ШГНУ), а также установки электроцентробежных насосов.

Существенное техническое преимущество УЭЦН заключается в их способности откачивать большой объем скважинной продукции и отборе продукции из скважин с высоким газовым фактором.

Выполненный анализ приводит к выводу о том, что с учетом имеющихся технико-экономических ограничений на рассматриваемом месторождении практически применимыми являются следующие механизированные способы эксплуатации скважин (рис. 1):

- с применением электроцентробежных насосов (УЭЦН);
- с применением штанговых насосных установок (УШГН).

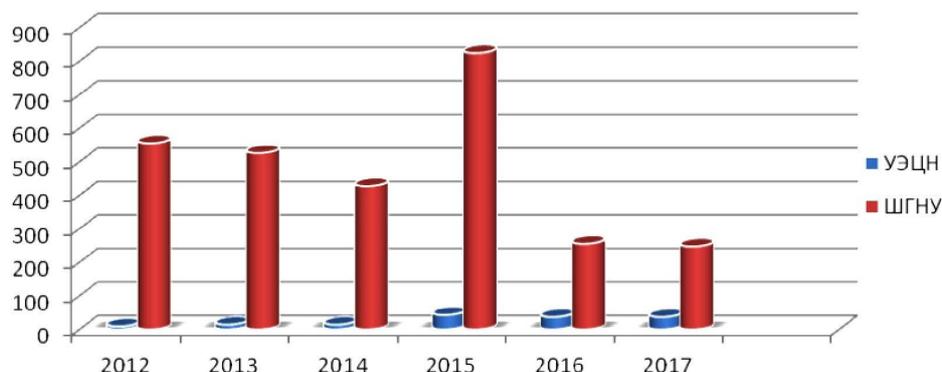


Рисунок 1 – Динамика фонда скважин по способам эксплуатации ООО «РН-Краснодарнефтегаз» ЦДНГ № 1

Таблица 1 – Краткая сравнительная характеристика технических достоинств и недостатков различных способов механизированного подъёма жидкости

Способ эксплуатации	Преимущества	Недостатки
1	2	3
ЭЦН	<ol style="list-style-type: none"> 1) возможность подъёма чрезвычайно большого объёма жидкости, используя двигатели до 1000 кВт; 2) доступность проведения телеметрии; 3) использование в глубоких и наклонно-направленных скважинах 4) возможно проведение мероприятий по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин; 5) эргономичная установка на устье 	<ol style="list-style-type: none"> 1) не подходит для использования в неглубоких, малоподбитных скважинах; 2) требуется полный комплекс спускоподъёмных работ при смене насоса; 3) риск повреждения кабеля при установке на НКТ; 4) износ кабеля при высоких температурах; 5) нарушение работоспособности при наличии газа и мехпримесей; 6) значительная интенсификация добычи возможна в скважинах с обсадными колоннами большего диаметра
Газлифт	<ol style="list-style-type: none"> 1) устойчивость к мехпримесям; 2) максимально широкий диапазон применимости при условии выбора надлежащего диаметра НКТ; 3) возможность гибкого регулирования дебита / депрессии; 4) несложное техобслуживание с применением канатной техники; 5) использование в глубоких и наклонно-направленных скважинах; 6) применим в скважинах с высоким уровнем газового фактора; 7) эргономичная установка на устье / использование удалённого источника энергии 	<ol style="list-style-type: none"> 1) перебой в работе при отсутствии подготовленного газа для лифта; 2) не применим для высоковязких пластовых жидкостей или эмульсий; 3) вероятность сжигания газа/гидратов при низких температурах; 4) дорогостоящее наземное оборудование; 5) относительно высокие энергозатраты на подъём жидкости, особенно при высокой обводнённости продукции; 6) повышенные требования к конструкции скважины при использовании газа
Штанговые насосы (ШГНУ)	Простота оборудования	<ol style="list-style-type: none"> 1) ограничения на степень кривизны и отклонения ствола скважины от вертикали; 2) повышенный износ штанг и эксплуатационных колонн в искривленных скважинах; 3) ограниченная по дебитам область применения; 4) практически невозможен спуск приборов и инструментов ниже насоса; 5) негативное влияние газа на приёме насоса
Винтовые насосы (ЭВН)	<ol style="list-style-type: none"> 1) наибольшие преимущества при откачке высоковязких нефтей; 2) относительно малая чувствительность к газу; 3) выпускаются и применяются в России 	Ограничения по содержанию механических примесей в продукции
Диафрагменные насосы (ЭДН)	<ol style="list-style-type: none"> 1) наибольшие преимущества при высоком содержании механических примесей в продукции; 2) выпускаются и применяются в России 	Ограничения по производительности
Гидравлические насосы, в том числе гидроршневые насосы (ГПНУ), в том числе струйные насосы (СНУ)	<ol style="list-style-type: none"> 1) простота замены насоса без ПРС; 2) применимость в наклонно-направленных скважинах; 3) отсутствие ограничений по глубине установки; 4) возможность изменения свойств продукции; 5) возможность подачи ингибиторов и дезэмульгаторов в поток нефти на глубине установки насоса; 6) высокий напор; 7) гибкое регулирование подачи; 8) малая чувствительность к содержанию газа и мехпримесей 	<ol style="list-style-type: none"> 1) незначительное распространение в России; 2) высокая стоимость оборудования; 3) чувствительность к содержанию газа; 4) ограниченный напорный диапазон насоса; 5) повышенный расход энергии; 6) относительно узкий диапазон регулирования дебита / депрессии

Устьевое оборудование скважин

Фонтанная арматура является надежным средством оснащения технологических процессов на нефтегазопромыслах в умеренных и холодных климатических условиях и предназначены для обвязывания одного или двух скважинных трубопроводов, контроля и управления потоком скважинной продукции. Арматуры оснащаются надежными, легкоуправляемыми и высокогерметичными запорно-регулирующими и отсечными устройствами.

Фонтанные арматуры изготавливают по ГОСТ 13846-84 по восьми схемам для различных условий эксплуатации. Их классифицируют по конструктивным и прочностным признакам:

- рабочему давлению (7, 14, 21, 35, 70, 105 МПа);
- схеме исполнения (восемь схем);
- числу спускаемых в скважину рядов труб (один, два концентрических ряда труб);
- конструкции запорных устройств;
- размерам проходного сечения по стволу скважины (50–150 мм) и боковым отводам (50–100 мм).

Фонтанная арматура включает трубную головку и фонтанную елку с запорными и регулирующими устройствами (рис. 2–5).

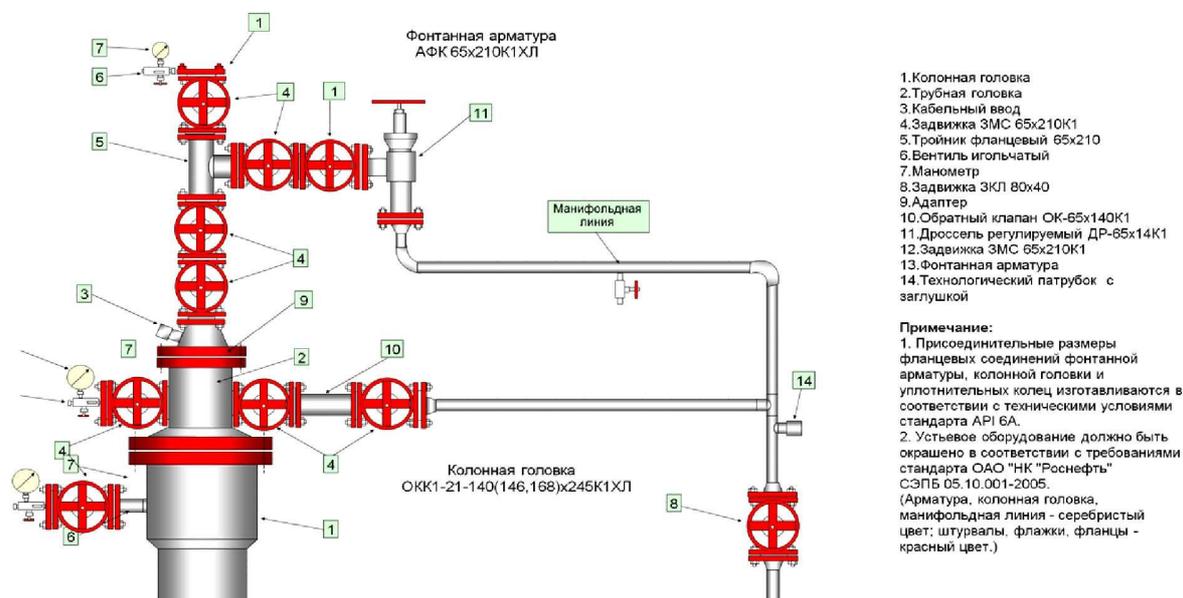


Рисунок 2 – Типовая схема оборудования устья скважин при способе добычи с помощью УЭЦН на месторождениях: Абино-Украинское, Дыш, Ключевое, Нефтегорское

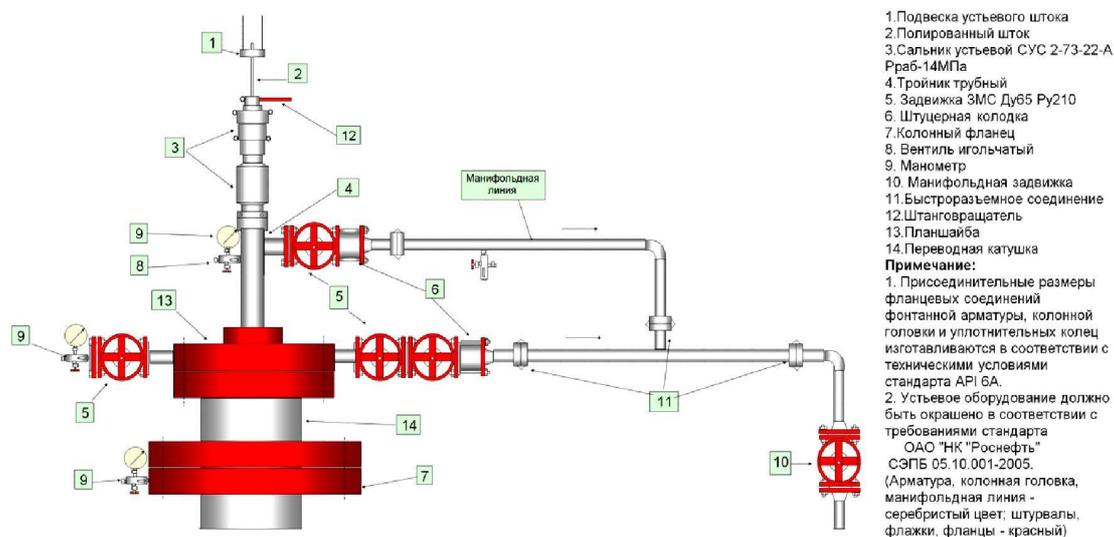


Рисунок 3 – Типовая схема оборудования устья скважин, оборудованных ШГН на месторождениях: Дыш, Ключевое, Абузы, Узун, Апчас, Асфальтовая Гора, Восковая Гора, Кабардинское, Камышовая

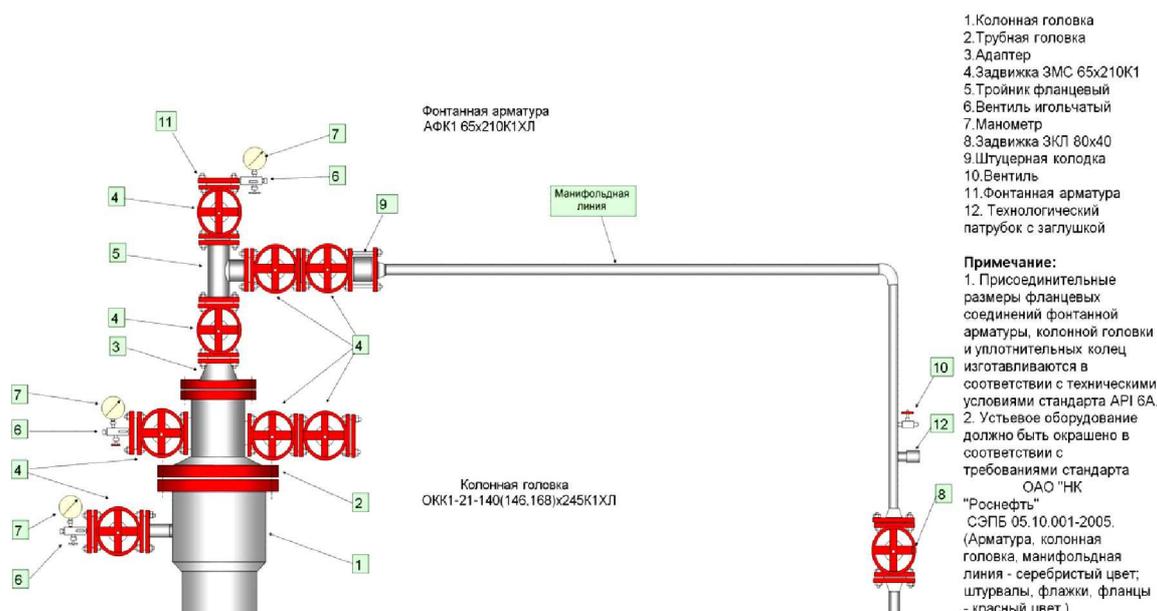


Рисунок 4 – Типовая схема оборудования устья скважин при фонтанном способе добычи на месторождениях: Анастасиевско-Троитском, Западно-Анастасиевском

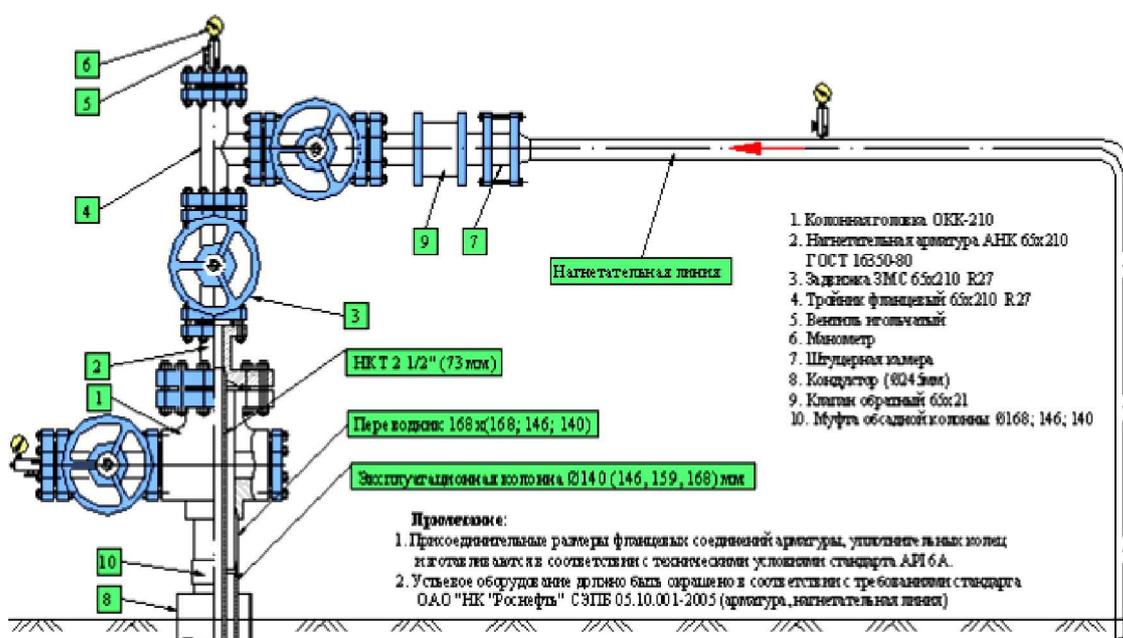


Рисунок 5 – Типовая схема оборудования нагнетательных скважин на месторождениях: Дыш, Анастасиевско-Троитском, Западно-Анастасиевском, Ахтырско-Бутындырская группа месторождений Рнаги. допуск. $\leq 210 \text{ кг/см}^2$

Содержание вредных примесей для исполнений:

- ОКК1 – коррозионное (CO_2 до 6 %);
- ОКК2 – коррозионное (CO_2 и H_2S до 6 %);
- Средний срок службы ОКК – 15 лет.

Для скважин с ШГН:

- арматура устьевая штанговая АУШ 50-21 или АШ-65-21-4Ф. Изготовители НПО «ТТДН» (г. Тюмень) и АК «Корвет» (г. Курган);
- НКТ диаметром 60 и 73 мм, группы прочности К и Д (ГОСТ 633-80) Синарского трубного завода или Первоуральского трубного завода;
- штанги насосные диаметром 19, 22, 25 мм (ГОСТ 13877-80) Очерского машзавода, штанги насосные стеклопластиковые (изготовитель тот же);

- штанговые насосы – диаметры 32–44 мм Ижевского машзавода, ОАО «ПКНМ» (г. Пермь) и «КубаньРИТЭК» (г. Краснодар);
- станки-качалки СКД12 и ПШГН-12 Ижевского и Пермского машиностроительных заводов;
- сальники устьевые СУ-73-32ХЛ-М АК «Корвет» (г. Курган);
- штанговращатели ШВР-08 АК «Корвет» (г. Курган).

Для скважин с УЭЦН:

- устьевая арматура АФК1Э-65-210 производства Воронежского мехзавода или Юго-Камского завода;
- станции управления ЭЛЕКТОН-07 или «Борец-04» с устройством для плавного запуска электродвигателя производства ОАО «Борец» (г. Москва).

Оборудование предназначено для обвязки верхних концов смежных колонн, выступающих над устьем скважины, с целью герметизации кольцевого пространства между. Скважинная среда – нефть, газ, газоконденсат с содержанием механических примесей до 25 мг/л, пластовой воды до 80 % по объему и температурой до плюс 120 °С.

Подготовка скважины и монтаж оборудования

Технология промывки забоя скважины

По результатам определения текущего забоя скважины принимается решение о необходимости промывки забоя скважины. Промывка осуществляется с помощью НКТ диаметром 2" или 2,5", оснащенным на конце «пером». Запрещается промывка забоя через шаблон. Обязательным условием промывки является допуск лифта с использованием вертлюга. Объем промывочной жидкости должен составлять не менее 2 всего объема ствола скважины за вычетом объема спущенных в скважину НКТ. Промывка считается оконченной, если содержание мехпримесей в «обратной» жидкости не более 100 мг/л. При промывке по «замкнутому циклу» в технологическую линию обязательно монтируется желобная емкость и ступенчатый фильтр (грубой и тонкой очистки). Промывка осуществляется в НКТ с последующей перебивкой в затруб с полной заменой объема промывочной жидкости. Технологическая служба ТПДН осуществляет контроль за промывкой. Рабочая скорость промывки – не менее 12,2 л/с (3 скорость при диаметре втулок 120 мм и 4 скорость при диаметре втулок 100 мм для агрегата ЦА-320М для 130 мм внутреннего диаметра эксплуатационной колонны).

Шаблонирование эксплуатационной колонны

Спустить шаблон на 50 м ниже проектной глубины спуска погружной установки. Допускается совместить спуск шаблона и скребка («ерша») для очистки ствола скважины. Скорость спуска шаблона не должна превышать 0,25 м/с. После окончания ремонта скважины расшифровка ИВЭ-50 (по требованию) предоставляется с планом работ в ТПДН, электронная версия (по требованию) – в департамент добычи.

Примечания:

- а) при спуске УЭЦН в скважину с большим внутренним диаметром шаблонирование производится с шаблоном для спускаемого УЭЦН;
- б) длина шаблона приведена минимальная и максимальная в зависимости от количества секций;
- в) возможно применение ступенчатого шаблона: по диаметру и длине ПЭД, по длине и диаметру насоса, в этом случае длина $L = 500$ мм;
- г) запрещается использование другой конструкции и типоразмера шаблона.

Если при спуске-подъеме шаблона будут наблюдаться затяжки или непрохождение шаблона, то ствол эксплуатационную колонну необходимо проработать по согласованию с ТПДН, если необходим спуск расчетного насоса. При шаблонировании ЭК меньшим типоразмером от расчетного осуществляется перерасчет на меньший типоразмер УЭЦН. Опасные участки отметить в акте на шаблонирование за подписью мастера Подрядчика и технолога ЦДНГ.

Монтаж УЭЦН

Монтаж УЭЦН производится согласно пункта на монтаж и демонтаж УЭЦН, при этом монтаж не производится в случае:

- скважина переливает, газирует;
- неблагоприятные климатические условия: идет дождь, снегопад, пыльная буря, сильные порывы ветра, температура воздуха – 37 °С и ниже;
- автонаматыватель неисправен: привод разъединен, не запускается дистанционно в обе стороны, приводные ремни проскальзывают, кабелеукладчик неисправен (отсутствие направляющих штифтов и привода), кабель проходит через рамку кабелеукладчика с перегибом выше допустимого;
- ролик имеет диаметр менее 0,84 м;
- подъемный агрегат не отцентрован;
- нет соосности системы: барабан с кабелем – направляющий ролик – НКТ;
- отсутствует разрезная катушка (спайдер);
- недостаточное количество поясов для крепления кабеля (из расчета 2 пояса на одну НКТ), размер их не соответствует используемым НКТ;
- нет подставок под кабель, кабель волочится по земле;
- шаблон, использованный для проверки эксплуатационной колонны, не соответствует стандарту;
- недостаточное и неравномерное освещение (при норме 30 люкс) на устье скважины для обеспечения качества монтажа;
- неполное выполнение бригадой Подрядчика задания без разрешения Заказчика;
- не заполнен раздел «Подготовка скважины» в эксплуатационном паспорте УЭЦН;
- засорена приемная сетка демонтированного насоса, либо обратный клапан над ним песком, глиной, отложениями солей или иными примесями. Монтаж УЭЦН откладывается для проведения промывки или иной обработки скважины. Решение принимается представителями ТПДН и ЦБПО ЭПУ с согласованием ГРПО с соответствующей записью и в старом, и в новом эксплуатационном паспорте УЭЦН;
- повторное механическое повреждение кабеля. Монтаж откладывается для шаблонирования;
- эксплуатационный паспорт демонтируемой УЭЦН не заполнен и не подписан технологом ЦДНГ с заключением о причине подъема. Отсутствует эксплуатационный паспорт, либо на дубликате не указана причина дублирования и оформитель (Ф.И.О., должность, подпись и дата);
- нет контрольного замера сопротивления изоляции УЭЦН, выполняемого электромонтером ЦБПО ЭПУ перед подъемом установки. Отсутствует соответствующая запись на лицевой стороне эксплуатационного паспорта.

При монтаже особое внимание уделить на:

- опрессовку стыков системы «двигатель – кабельный ввод – компенсатор» давлением 5 атм. в течение 10 минут;
- измерение сопротивления изоляции кабеля:
 - между каждой жилой и броней;
 - между жилами кабеля;
- измерение сопротивления изоляции электродвигателя;
- вращение валов установки (электродвигателя, протектора, секции насоса).

Спуск УЭЦН

1. После монтажа УЭЦН и спуска маркированного патрубка и 1-ой НКТ установить пьедестал, служащий для защиты кабеля от механического повреждения.
2. После спуска 5 НКТ установить обратный клапан и через одну НКТ сбивной клапан (ввинчивание первых НКТ производить вручную, в случае отсутствия приспособления для стопорения подвеса НКТ, во избежание проворота подвески).
3. Крепить кабель стальными поясами к насосно-компрессорным трубам на расстоянии 30–35 см выше и ниже торцов муфты НКТ. В месте сростков крепить кабель до и после места сращивания на расстоянии 30–35 см от сростка. Исключить попадание сростка на муфту НКТ. Возможно крепление кабеля к НКТ протекторами стандартного (заводского) изготовления, при этом протектор устанавливается на муфте.

4. Скорость спуска установки не более 0,25 м/с, в интервалах набора кривизны более 2° на 10 м – не более 0,1 м/с (интервалы замедленной скорости спуска указаны в наряде заказа).

5. По мере спуска НКТ с установкой на проектную глубину производить замер сопротивления системы «кабель – двигатель» через каждые 300 м с помощью мегаомметра или ПКИ на 1000 В или по рекомендации заводов-производителей.

6. При снижении сопротивления изоляции до 5 МОм, согласно РЭ на УЭЦН, прекратить спуск, вызвать через диспетчерскую службу Подрядчика электромонтера УЭЦН для контрольного замера сопротивления изоляции системы «ПЭД – кабель».

7. При спуске УЭЦН замерять длину и количество НКТ с обязательной шаблонировкой (при повторном спуске шаблон согласно РД), очисткой и смазкой резьбы.

Монтаж устьевого оборудования

1. Проверить наличие маркировки на подвесном патрубке, патрубков без маркировки заменить. Повторное использование патрубка без дефектации и присвоения нового паспорта – запрещается.

2. Произвести обвязку устья скважины согласно утвержденной схемы.

3. Запуск УЭЦН осуществляется согласно раздела «Запуск УЭЦН» настоящего Регламента.

4. Технологическая служба составляет схему компоновки подземного оборудования с указанием всех размеров:

- УЭЦН;
- внутреннего и наружного диаметра НКТ;
- шламоуловителя (если имеется);
- обратного клапана;
- сбивного клапана;
- если была осуществлена шаблонировка скважины, то динамограммы индикаторов веса (ИВЭ-50) прикладывают в эксплуатационный паспорт скважины.

5. После окончания работ производится сдача скважины и куста службе ЦДНГ с оформлением акта приема-передачи.

Пуск и эксплуатация установки

Запуск УЭЦН

Запуск и вывод на режим (ВНР) производится совместно с бригадой по добыче под руководством технологической службы ЦДНГ в составе:

- оператора ЦДНГ;
- электромонтера ЦБПО ЭПУ.

Правильность направления вращения вала установки определяется до спуска установки в скважину.

Перед запуском скважины с УЭЦН оператор ЦДНГ проверяет исправность наземного оборудования:

- на устьевой арматуре – обратный клапан и задвижки, патрубков для эхолотирования со свободным доступом к нему, прободоотборный кран на выкидной линии и др.;
- работоспособность замерной установки – АГЗУ.

На момент запуска УЭЦН в эксплуатационном паспорте должны быть заполнены все разделы.

Вывод на режим

Оператор по добыче нефти выполняет все необходимые операции с устьевой арматурой, коллектором, АГЗУ, обеспечивает контроль за величиной подачи из скважины и передачу данных диспетчеру (технологу) ЦДНГ. Электромонтер ЦБПО обеспечивает нормальное функционирование, работоспособность и настройку защиты станции управления и ТМПН. Контроль изменения уровня жидкости в затрубном пространстве скважин производит оператор по исследованию или оператор ЦДНГ.

Ответственность за вывод на режим, своевременное отключение насосной установки при нештатных режимах, либо запуск при неготовности оборудования (неисправность АГЗУ, негерметичность задвижки, обратного клапана на затрубье и др.) не-

сет технологическая служба ЦДНГ. Решение о способе вывода на режим в зависимости от типоразмера установки и приточных характеристик пласта или остановке насоса для устранения выявленных неполадок принимает технолог ЦДНГ.

Технология вывода скважины на режим

1. Целью операции по выводу скважины с УЭЦН на режим является обеспечение работоспособности УЭЦН в начальный период ввода скважины в эксплуатацию после ремонта.

2. Основная задача состоит в недопущении перегрева ПЭД, удлинителя кабеля и обеспечении отключения УЭЦН при снижении динамического уровня до критического значения с учетом освоения скважины. С этой целью, в начальный период после запуска УЭЦН осуществляется регулярный контроль за величиной подачи из скважины и темпом снижения динамического уровня. Не допускается откачка динамического уровня ниже предельно допустимых значений, в зависимости от напора спущенной установки в скважину.

3. Методы определения основных параметров. Оценка величины потока охлаждающего ПЭД, равного притоку из пласта, определяется в процессе вывода на режим как разность между общим замером по АГЗУ и темпом откачки (объемным расходом) жидкости из затрубного пространства. Величина динамического уровня в скважине определяется с помощью эхолота.

Процесс вывода скважин на режим

1. Оператор и электрик проверяют готовность наземного оборудования. Замерить статический уровень и запустить установку.

2. Замерить подачу из скважины с помощью АГЗУ, сопоставить ее с номинальной производительностью спущенного насоса. В начальный период при полной скважине исправный насос способен развивать подачу, превышающую свой номинал.

3. Продолжить регулярный замер динамического уровня. Периодичность замеров зависит от типоразмера применяемого насоса. Для насосов с номинальной подачей по ЭЦН-125 время составляет 30 минут, для ЭЦН-160 и выше – 20 минут.

4. При выводе на режим УЭЦН определяется минимально допустимый дебит скважины, при котором температура ПЭД не превысит критического значения. Если в течение первого часа не будет получен достаточный приток из пласта для охлаждения двигателя, установку выводят на режим циклически. Время работы на каждом последующем цикле должно быть 2 часа, время охлаждения – 1 час. После окончания каждого цикла работы во время остановки УЭЦН для охлаждения ПЭД необходимо определить скорость восстановления уровня (КВУ) с подсчетом суточного притока из пласта. Расчет притока из пласта осуществляется перед самой остановкой установки. При притоке из пласта, достаточном для охлаждения ПЭД, дальнейший вывод на режим производить без остановки на охлаждение. При недостаточном притоке из пласта УЭЦН отключать на охлаждение при достижении предельно допустимого динамического уровня. Если скважина не вышла на режим, то допускается применение штуцера для обеспечения требуемого дебита.

5. После вывода на режим скважины в течение первых двух суток периодичность замера $H_{дин}$ и $Q_{ж}$ должна составлять не менее трех раз в сутки. Особо важное значение имеет замер $Q_{ж}$, так как это позволяет своевременно заметить снижение дебита, часто возникающее вскоре после запуска из-за засорения насоса, негерметичности обратного клапана, устьевого арматуры и других причин.

Процесс эксплуатации УЭЦН

ЦБПО ЭПУ не реже 1 раза в квартал производит профилактический осмотр наземного электрооборудования и площадки обслуживания под него, состояния заземления, проверяет показания приборов и параметры защиты ЗП, ЗСП в СУ. Все данные записываются в журнал выполнения заявок и передаются в технологическую службу ЦДНГ. ЦДНГ не реже 1 раза в неделю производит замер $Q_{ж}$, $H_{д}$, $P_{б}$, $P_{затр}$ и $P_{л}$ и не реже 1 раза в месяц анализ проб на КВЧ. В случае изменения режима производить внеочередные повторные измерения вышеуказанных параметров. Если отказ УЭЦН произо-

шел по засорению механическими примесями, то отбор КВЧ производить с частотой 1 раз в 2 недели. Изменение дебита скважины может быть осуществлено путем увеличения или уменьшения частоты питающего тока через частотный преобразователь, если он имеется. В процессе эксплуатации запрещается стравливать затрубное давление за короткий промежуток времени (не более 3 атм. за 1 час) во избежание вздутия изоляции кабеля. Не реже 1 раза в год ЦБПО УЭЦН по графику, согласованному с ТПДН, производит ППР и наладку наземного электрооборудования УЭЦН в объеме «Регламента работ на ППР и наладку СУ, ТМПН». При отключении УЭЦН защитой ЗП, ПКИ СУ службы ЦДНГ не имеют право включать УЭЦН без выяснения причины совместно с ЦБПО ЭПУ. Ответственность за организацию и качество работ в процессе эксплуатации несет технологическая служба ЦДНГ и ЦБПО ЭПУ.

Техника безопасности и противопожарные мероприятия при оборудовании и работе электроцентробежного насоса

Все работы по монтажу, демонтажу и эксплуатации установок погружных центробежных и винтовых насосов необходимо выполнять в строгом соответствии с Правилами безопасности на нефтедобывающих предприятиях.

Факторы, вызывающие осложнения при эксплуатации скважин

Осложнения при эксплуатации скважин на Ключевом месторождении могут быть связаны со следующими причинами:

- высокий газовый фактор продукции скважин;
- сверхнормативная кривизна скважин;
- отложения АСПО в лифтовых колоннах и выкидных линиях, отложения солей;
- механические примеси;
- снижение продуктивности пласта;
- коррозионный износ подземного оборудования.

При эксплуатации скважин необходимо предусмотреть меры по устранению перечисленных осложнений.

Вредное влияние газа

Для снижения вредного влияния газа используют следующие методы:

- увеличение заглубления насоса под динамический уровень, при этом уменьшается объем свободного газа, поступающего на прием насоса;
- защитные приспособления и применение оптимальных компоновок подземного оборудования (газосепараторы, хвостовики).

Повышенное содержание свободного газа на приеме насоса приводит к снижению коэффициента подачи, потере стабильности, повышенному износу вследствие кавитации и перегрева двигателей УЭЦН, а также к срывам подачи. Для борьбы с этим явлением следует применять газовые сепараторы. При интенсивной эксплуатации скважин при забойном давлении ниже давления насыщения особое внимание следует уделять оценке условий на приеме насоса, так как небольшие изменения давления могут приводить к значительному изменению истинного содержания свободного газа в нефти. В этом случае необходимо определять параметры притока скважин с учетом многофазности потока (по Вогелю, Фетковичу) по результатам ГДИС, так как использование линейных зависимостей (Дарси) приводит к завышению коэффициента продуктивности и неправильному подбору насоса.

В условиях Ключевого месторождения используют УЭЦН с телеметрическими системами контроля давления на приеме насоса и температуры потока, позволяющее повысить точность определения забойного давления и корректировать величину коэффициента продуктивности в процессе эксплуатации скважины. Подбор и оптимизацию режимов эксплуатации насосного оборудования проводят на основе известных корреляций для многофазных потоков с использованием современных программных комплексов типа «WellFlo» (Edinburgh Petroleum Services), «SubPump» (IHS Energy-Schlumberger) – для УЭЦН, а также отечественных программ «Насос» (ООО «БашНИПИнефть»), «Автотехнолог» (РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина).

Влияние кривизны наклонно-направленных скважин

Кривизна скважин является очень важным показателем в надежности работы насосного оборудования (УЭЦН). В процессе бурения скважин из-за несоблюдения технологии искусственного набора кривизны и правки скважин в результате действия естественного искривления происходит сверхнормативное искривление ствола на единицу длины (более 2° на 10 м). При этом должна учитываться пространственная кривизна, т.е. суммарный угол зенитного и азимутального углов. Сверхнормативное искривление ствола скважины создает тяжелые условия для работы насосного оборудования, а порой и невозможность его применения.

Результаты статистического анализа опыта эксплуатации УЭЦН показывают, что влияние искривления ствола скважины в зоне подвески насоса на МРП начинает проявляться при достижении значения около $12'$ на 10 м, а при приближении к рубежу 1° на 10 м это влияние начинает преобладать над влиянием других параметров.

Не менее важное значение имеет учет искривления в зоне спускоподъемных операций (СПО). При больших (более 2° на 10 м) искривлениях ствола в интервале спуска-подъема, в особенности при высокой скорости СПО, повышается вероятность возникновения остаточных деформаций узлов установки, что отрицательно сказывается на МРП. На Ключевом месторождении в процессе бурения скважин при наборе зенитного угла интенсивность искривления ствола скважины не более 2° на 10 м.

Отложения АСПВ

Невысокое содержание в продукции скважин Ключевого месторождения асфальто-смоло-парафиновых веществ (АСПВ), минимизирует возможность образования отложений АСПВ на поверхности внутрискважинного и наземного оборудования. Парафинизация оборудования связана с охлаждением газонефтяного потока до температуры ниже температуры насыщения нефти АСПВ вследствие теплообмена через стенки труб и эксплуатационной колонны. Поэтому процесс отложения АСПВ наблюдается в основном при длительных сроках эксплуатации скважин.

В настоящее время применяются все основные действующие методы защиты скважин от АСПВ, такие как:

- *Применение НКТ с защитными покрытиями или с покрытиями из композиционных материалов:* стекло, стекломали, эпоксидные смолы, полимерные покрытия. Все эти варианты предотвращают адсорбцию АСПО на поверхности труб. При их применении нужно учитывать предельно допустимые рабочие температуры для данного типа покрытий и влияние абразивного износа за счет твердой фазы (КВЧ). Кроме предотвращения образования АСПО, покрытия исключают коррозию,кратно продляя срок службы НКТ. С учетом высокой минерализации и агрессивности подтоварных вод этот тип защиты позволяет эксплуатировать скважины без замены НКТ на поздней стадии разработки месторождения.

- *Химические методы предупреждения и очистки* – наиболее часто применяемый способ борьбы с АСПО. В основе способа лежат методы предупреждения образования АСПО с использованием ингибиторов и методы удаления уже образовавшихся парафиновых отложений. В качестве ингибиторов парафиноотложения применяется целый спектр отечественных и зарубежных реагентов. Подбор наиболее эффективного ингибитора и рабочих концентраций осуществлялся на основе лабораторных исследований состава АСПО и ингибирующей способности применительно к составу нефти данного месторождения с последующими промысловыми испытаниями. Как правило, эффективность каждого типа реагента может значительно меняться для разных типов нефтей и условий добычи.

- *Тепловые методы.* Самыми распространенными способами в промысловой практике являются промывка скважины горячей нефтью и прогрев паром от ППУ. Но для скважин, оборудованных УЭЦН, такой способ может повлечь нарушение полимерной изоляции питающего электрокабеля, поэтому температура теплоносителя не должна превышать 70°C . Соответственно с учетом тепловых потерь до требуемой температуры удается прогреть только 220–280 м НКТ. Однако температура насыщения нефти парафином может быть достигнута и на большей глубине, где удаление АСПО будет неполным.

- *Метод электротеплового воздействия* основан на использовании электрических греющих устройств, обеспечивающих расплавление АСПО и повышение температуры среды выше температуры образования АСПО или газогидратов. В частности, прибор ПСНЭ-1 спускается в скважину на силовом питающем кабеле КГ-1-180 сечением 6,2 мм и, проходя по стволу НКТ, полностью очищает трубы от АСПО, независимо от интервалов залегания отложений, что невозможно осуществить при горячей обработке нефти. Технология и прибор применимы к электронасосному способу добычи нефти.

Механические примеси

Присутствие механических примесей в продукции нефтяных скважин является серьезным осложнением при эксплуатации механизированным способом. Механические примеси могут являться продуктами разрушения коллектора, загрязнениями с насосно-компрессорных труб (продукты коррозии, песок, солеотложения). Кроме того, особенно высокий уровень КВЧ (до 1500–3000 мг/л) наблюдается на скважинах после проведения ГРП. В настоящее время указанный фактор является одной из доминирующих причин выхода из строя насосных установок и их низкой наработки на отказ (более 50 %).

Основным осложнением при эксплуатации скважин Ключевого месторождения являются механические примеси, вызванные слабой сцементированностью пород продуктивных интервалов скважин. Существует множество способов снижения негативного воздействия вызванного выносом механических примесей, основным принципом которых является отделение механических примесей на забое скважины от потока жидкости.

Наиболее распространенным способом снижения выноса механических примесей на поверхность является установка забойного щелевого фильтра, как на трубах НКТ, так и на пакере под насосом. К таким фильтрам можно отнести фильтры «меш-райт» производства компании «Schlumberger», которые характеризуются высокой фильтрующей способностью, при этом создается минимальный перепад давления.

Для правильного выбора размера пор фильтра проводят исследование по определению гранулометрического состава выносимых механических примесей.

К следующему способу минимизации воздействия от выноса механических примесей следует отнести контроль за выносом механических примесей во время вывода скважины на режим и в процессе эксплуатации, что наиболее актуально для центробежных насосов при эксплуатации Ключевого объекта. При выводе скважины на режим и в процессе создания депрессии на пласт происходит наибольший вынос слабосцементированных частиц породы, либо частиц цемента из заколонного пространства после проведения перфорации. Высокий вынос механических примесей приводит к значительному износу рабочих органов насоса или их заклиниванию. Для плавного вывода скважин на режим по Ключевому месторождению используют частотные преобразователи, позволяющие плавно изменять производительность насоса во времени после получения результатов проб о достижении фонового значения концентрации механических примесей на режиме.

Для контроля за выносом механических примесей, по скважинам производят отбор проб с использованием специально врезанных пробоотборников, позволяющих производить отбор из центра потока.

Отложение солей

Проблема отложения неорганических солей на рабочих органах глубинно-насосного оборудования, как правило, фигурирует на втором месте в списке причин отказов погружных установок, уступая лишь засорению мехпримесями и иногда «необеспеченному притоку». Между тем, в значительном числе случаев мехпримеси на поверку оказываются либо агломератами солей, либо соледержащими частицами. Кроме того, солеотложение почти всегда сопровождается отказами ГНО на фонде с другими «приоритетными» осложняющими факторами. Именно солеотложение стало главным осложняющим фактором, на который отделы эксплуатации мехфонда обратили особое внимание после всеотраслевой кампании по интенсификации добычи путем понижения забойного давления в 2002–2003 гг. И, возможно, как раз по этой при-

чине большинство добывающих предприятий к настоящему моменту уже успели выявить для себя приоритетные методы борьбы и профилактики солеотложений и теперь лишь выбирают лучшее из лучшего, комбинируя несколько задач и оптимизируя экономику.

На рисунке 6 показано отложение солей на внутренних стенках НКТ.



Рисунок 6 – Отложение солей на внутренних стенках НКТ

В этой статье мы еще раз вспомним о некоторых из наиболее успешных методов борьбы с солеотложением, которыми с нами поделились инженеры-производители, профессионалы эксплуатации механизированного фонда скважин. Причины, приводящие к солеотложению на элементах ГНО и прочем скважинном оборудовании многообразны, и на сегодняшний день эта область исследований далеко не исчерпана. И, тем не менее, больших разночтений в производственно значимом перечне основных причин на сегодня нет. Согласно одной из классификаций, к первой группе относится высокая обводненность продукции скважины, а также причины, связанные с параметрами добываемой (пластовой) жидкости как таковой – наличие в ней растворенных и нерастворенных природных минералов. Сюда же относятся особенности геологического строения разрабатываемых пластов. Вторая группа причин сопряжена с изменением термобарических условий в скважине в процессе интенсивного отбора жидкости для поддержания проектных темпов разработки месторождения, что приводит к выпадению осадка. Так, смещение рабочей зоны в левую часть гидродинамической характеристики приводит к повышению температуры перекачиваемой жидкости и увеличению кавитационных процессов и, как следствие, – к выпадению солей в осадок. В третьем случае к формированию солеобразующих соединений и агрессивной среды приводит смешивание пластовых вод с закачиваемыми водами другого состава. И, наконец, четвертая группа причин связана с особенностями и недостатками конструктивного исполнения ГНО, а также с повреждением оборудования, в том числе по причине коррозии.

Известные методы борьбы с солеотложениями, применяемые в отечественной практике

Если первая (геологическая) группа причин достается цеху добычи вместе со скважиной, то вторая («термобарическая») группа большей частью имеет техногенное происхождение.

История авторов приведенной выше классификации (ТПП «Когалымнефтегаз») в этом отношении вполне типична. На определенном этапе на фонде скважин стали интенсивно проводиться мероприятия по сохранению запланированных темпов отбора и спуск оборудования большего типоразмера на большие глубины, что, в свою очередь, привело к снижению забойных давлений до уровня давления насыщения. В данный период стали наблюдаться отложения солей на малообводненных скважинах, но с низким динамическим уровнем.

Фактически теми же словами свою ситуацию может описать, наверное, каждый российский ЦДНГ. Следует добавить здесь же, что проблема не характерна для скважин с высокими дебитами, в которых соли просто вымываются большим потоком жидкости.

Между тем, низкая обводненность продукции на солеотлагающем фонде ТПП «Когалымнефтегаз» (чему в иных отношениях можно было бы только позавидовать) в данном случае осложнила задачу борьбы с солеотложением.

Использование ингибиторов в таких скважинах показало их низкую эффективность, т.к. все ингибиторы являются водорастворимыми. Поэтому с целью предотвращения отказов в 2007 году в ТПП «Когалымнефтегаз» был внедрен регламент по про-

мывке ГНО растворами кислот от отложения неорганических солей. Эффективность проводимых работ по промывке достигает 78 %. Одновременно усилились работы по поддержанию пластового давления с целью компенсации увеличившихся отборов. И благодаря этому падение динамических уровней удалось приостановить.

Отметим, что кислотные промывки ГНО как способ борьбы с солеотложением в некоторых случаях не лишены своих рисков: при недостаточном контроле за процессом можно получить рост отказов по коррозии ГНО.

Так или иначе, после внедрения данного регламента и остановки падения динамических уровней рост отказов по солеотложению в ТПП «Когалымнефтегаз» удалось предотвратить, и в течение трех лет их количество держится на одном уровне, составляя 20–21 % от общего количества отказов, не отработавших гарантийный срок УЭЦН.

Вполне очевидно, что приостановка роста числа отказов по солеотложениям – это первый, преимущественно организационный шаг. В настоящее время ТПП «Когалымнефтегаз» продолжает работу по поиску эффективных реагентов, способных предотвращать солеобразование при высоких температурах и низких давлениях. Проводятся лабораторные испытания реагентов, производимых фирмами «Миррико», «Оптима», «Опытный завод «Нефтехим». На пяти скважинах проводятся испытания инкапсулированного ингибитора солеотложений Captron75.

Подача ингибитора в пласт

Солеотлагающий фонд ООО «РН-Пурнефтегаз» рос в последние несколько лет параллельно с ростом общего действующего фонда скважин предприятия.

В 2008 году в рамках проекта «Система новых технологий» по ОПИ было проведено 20 скважино-операций по задавке ингибитора в пласт (так называемая «технология Squeeze»). В 2009 году уже можно было констатировать очень хорошие результаты. Львиная доля солеотлагающего фонда на Южном Харампуре была защищена задавкой ингибитора в ПЗП. Средняя наработка УЭЦН на отказ по скважинам фонда выросла после внедрения технологии с 48 до 203 сут.

Анализ выноса ингибиторов по тем скважинам, на которых проводились задавки в пласт, показал отклонение фактического выноса от прогнозного в пределах 9–10 %. При этом используемые ингибиторы сохраняют свою эффективность даже при снижении концентрации до значений меньше 10 мг/л. Скважина все равно остается защищенной.

По примеру «РН-Юганскнефтегаз» предприятие также предполагает освоить технологию мини-задавки (Mini-Squeeze) ингибиторов в пласт.

Результаты исследований, проведенных институтом «РН-УфаНИПИнефть», также подтверждают эффективность технологии для месторождений ООО «Юганскнефтегаз» и ООО «Пурнефтегаз». Везде наработки превышают предыдущие, и прогноз по солеотлагающим фондам этих предприятий весьма оптимистичен. Нарботка УЭЦН на отказ в ООО «Юганскнефтегаз» увеличилась примерно в 4 раза, в ООО «Пурнефтегаз» – более чем в 5 раз. Собственными силами ООО «РН-Юганскнефтегаз» проведены успешные задавки ингибиторов ОЭДФ и «Акватек».

Кроме того, к октябрю 2009 года в ООО «РН-Юганскнефтегаз» было проведено 664 скважино-операции по технологии мини-задавки. Успешность применения ОЭДФ при этом составляет 92 %. Все скважины выведены на режим, и срок эксплуатации скважин после задавки превышает планировавшийся.

Между тем, по мнению специалистов «РН-УфаНИПИнефть», ввиду того, что при проведении операций по задавке в пласт осуществляется введение значительных объемов растворов, существует риск повреждения пласта. Особенно это относится к случаям задавки водных растворов ингибитора. Еще один фактор риска – возможная несовместимость ряда ингибиторов с жидкостями глушения на основе солей кальция.

В этой связи использование данной технологии обязательно должно предваряться проведением блока исследований: подтверждение совместимости жидкостей, определение адсорбционно-десорбционных свойств и т.д.

Специалисты ООО «РН-Юганскнефтегаз» определили критерии выбора различных ингибиторов солеотложения при закачке в ПЗП в зависимости от плотности раствора глушения и содержания ионов кальция в попутно добываемой воде (таблица 2).

Таблица 2 – Критерии выбора различных ингибиторов солеотложения при закачке в ПЗП в зависимости от плотности раствора глушения и содержания ионов кальция в попутно добываемой воде

	Плотность раствора глушения, г/см ³	Содержание ионов кальция в попутно-добываемой воде, мг/л	Среднее время защиты скважины ингибитором, суток	Применение ингибитора солеотложений (закачка в ПЗП)	Производитель	Стоимость товарной формы, руб./т
Задача в ПЗП скважины при ТРС	Для растворов глушения до 1,18 включительно	100-300	до 180	Акватек 511М	НПО «Акватек»	29 430,16
		300-600	до 180	Ипроден С1 + ВР-1	ООО «ЗЗ «Нефтехим»	59 700,00
		более 600	до 365	Петролайт SCW 82697 + взаим. раст-ль WAW 85202	Baker Hughes	63 630,00
	Для растворов глушения от 1,19 и выше	при любом содержании	до 30	ОЭДФ	Китай	103 724,91
		более 100	до 180	Ипроден-С2 + ВР-1	ООО «ЗЗ «Нефтехим»	113 285,48
					Dodiscale V 2870 К	Clariant
			Акватек 510	НПО «Акватек»	49 150,00	
Постоянное дозирование ИС в скважину	Технология	Критерии выбора	Время защиты	Ингибитор солеотложения	Производитель	Стоимость товарной формы, руб./т
	УДЗ	до 200 м ³ /сут.	Постоянно	Акватек 511М	ООО «НПО Акватек»	29 430,00
	Погружная трубка + УДЗ	свыше 200 м ³ /сут.	Постоянно	Фокс 03	НПЦ «Интехпромсервис»	29 430,00
Погружной скважинный контейнер	Технология	Критерии выбора	Время защиты	Ингибитор солеотложения	Производитель	Стоимость товарной формы, руб./тн
	ПСК	Отсутствие УДЗ	в среднем 180		ООО «ГРИТ»	133 304

Так, если в скважине в попутно добываемой воде содержание ионов кальция по шестикомпонентному анализу достигает 100–300 мг/л, то защиту следует проводить ингибитором «Акватек» в силу его невысокой стоимости. Если содержание ионов кальция выше 300–600 мг/л, то здесь использование «Акватака», по данным ООО «РН-Юганскнефтегаз», увеличивает наработку, но в любом случае отказы по солеотложению происходят. В этих случаях на предприятии рекомендуется применять новый, более эффективный, но и более дорогой ингибитор «Ипроден-С1» Экспериментального завода «Нефтехим». При содержании ионов кальция более 600 мг/л на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» наиболее эффективен еще более дорогой ингибитор солеотложения производства «Baker Hughes Petrolite».

При любой концентрации кальция, если использовался тяжелый раствор глушения, рекомендуется закачка кальций-устойчивого ингибитора ОЭДФ. Однако если содержание ионов кальция выше, чем 100 мг/л, необходимо проводить закачку других ингибиторов. В этой связи в ООО «РН-Юганскнефтегаз» испытываются ингибиторы «Ипроден-С2», Dodiscale (производства Clariant) и кальций-устойчивый ингибитор производства «Акватек».

В качестве отдельного направления профилактики солеотложений на фонде ООО «РН-Юганскнефтегаз» оценивается эффективность применения ингибиторов солеотложения при ГРП.

Метод периодического дозирования

Впечатляющих результатов при помощи еще одного метода подачи ингибитора, так называемого «периодического дозирования», удалось добиться специалистам ОАО «Самотлорнефтегаз». Несмотря на кризис, именно химизация остается тем направлением в жизнедеятельности предприятия, которое не подверглось урезанию, поскольку, как показывают расчеты, затраты на химическую защиту значительно меньше средств, которые были бы потеряны, если не защищать нефтепромысловое оборудование. Более того, компания увеличивает потребление ингибиторов (рис. 7).



Рисунок 7 – Динамика затрат на защиту от солеотложений в АО «Самотлорнефтегаз»

В настоящее время в АО «Самотлорнефтегаз» применяются ингибиторы «Фокс» и Dodiscale, пришедшие на смену реагентам «Акватек», Descum и ПАФ как более выгодные по соотношению цены и эффективности на солеотлагающем фонде предприятия. В рамках ОПИ применяются инкапсулированные ингибиторы Captron и Giptron.

Основным способом ингибиторной защиты в АО «Самотлорнефтегаз» остается периодическое дозирование в различных вариациях. До 2008 года по этой методике использовали 5 %-ный раствор ингибитора «Фокс» – 11 г на тонну с периодичностью 15–30 сут. Затраты составляли от 30 до 61 тыс. руб. в год на одну скважину, включая и технологию, и стоимость ингибитора. Эффективность работ составляла около 95 %.

В 2008 году проводились испытания технологии с использованием 20 %-ных растворов при жестком соблюдении периодичности в 15 дней, с разной концентрацией – 20 и 15 г на тонну ингибиторов «Фокс» и Dodiscale. Эффективность по ингибитору «Фокс» достигла 95,8 %, Dodiscale – 90 %.

Данная технология использовалась на всем солепродуцирующем фонде одного из нефтепромыслов АО «Самотлорнефтегаз». Нефтепромысел географически расположен на куполе Самотлорского месторождения с большой газовой шапкой. В этой (и не только в этой) связи разработка данной части месторождения была всегда проблемной. Помимо собственно газа, сказывались все предыдущие закачки химпродуктов для повышения нефтеотдачи за прошедшие годы. Отсюда и значительно выраженное солеотложение.

Ингибиторы также испытывались в товарной форме с периодичностью 7 сут. на скважинах, эксплуатируемых с производительностью 400 м³/сут. и выше. В результате в 2008 году произошел всего один отказ на 43 скважинах.

В первые трое суток вынос ингибитора весьма велик, после чего интенсивность выноса снижается, достигая к седьмым суткам, примерно 4 г на тонну.

В том же 2008 году в АО «Самотлорнефтегаз» начались испытания инкапсулированного ингибитора Captron с помещением его на забой скважин. При этом закачка производилась как при ПРС, так и при остановке ЭЦН во время эксплуатации.

В данном случае компания несла дополнительные затраты, связанные с увеличением продолжительности ПРС и с остановкой скважин. Остановка скважины доходила до суток в зависимости от глубины спуска, динамического уровня и т.д. На конец 2009 года уже 72 скважины защищались инкапсулированным ингибитором, и ни одного отказа по солеотложениям с мая 2008 года на этом фонде зафиксировано не было.

Между тем, как отмечают в ООО «РН-УфаНИПИнефть», основной недостаток метода периодического дозирования состоит в повышенном и нестабильном расходе ингибитора, и эффективность в значительной степени зависит от величины зумпфа и от дебита скважины. Также к недостаткам относится возможность коррозии эксплуатационной колонны (рис. 8).

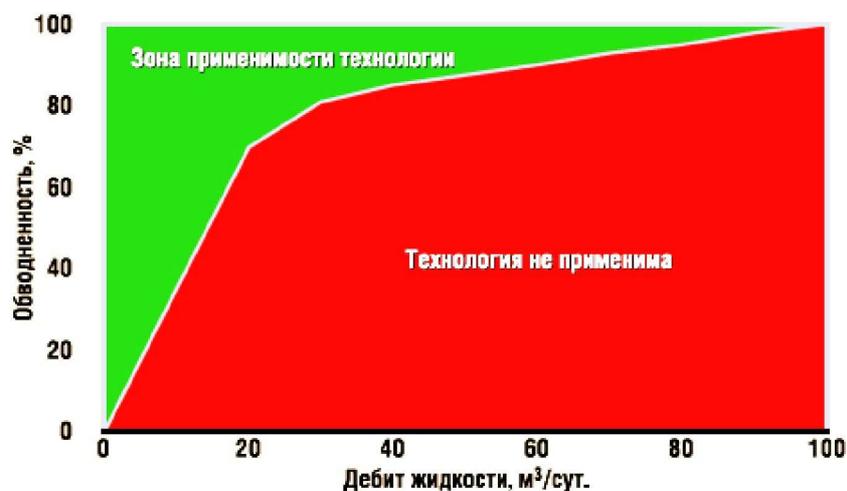


Рисунок 8 – Карта применимости технологии периодического дозирования

По наблюдениям ООО «РН-УфаНИПИнефть», эффективность спуска шашек и капсул на забой также сильно зависит от величины зумпфа. Если зумпф очень маленький, то вынос ингибитора из общей массы шашек или капсул будет происходить очень быстро. А если зумпф слишком велик, то зона турбулентности и вымывания ингибитора не будет в достаточной степени обеспечена. Кроме того, увеличивается время ПРС, потому что капсулы или шашки можно поместить на забой только во время ПРС. Если же спускать через открытое устье, то нужно соблюдать время флотации шашек и капсул (рис. 9).

Погружные скважинные контейнеры

С середины 2008 года в качестве способа борьбы против отложения солей на УЭЦН на фонде ОАО «Томскнефть ВНК» сервисная компания «АЛНАС-Н» применяла подачу ингибиторов с помощью скважинных контейнеров (ПСК). В данном случае ПСК изготавливался из НКТ диаметром 89 мм секциями по 2 м, соединенными между собой муфтами, и заглушен сверху. Контейнер подвешивается к ПЭД на шарнирном элементе.

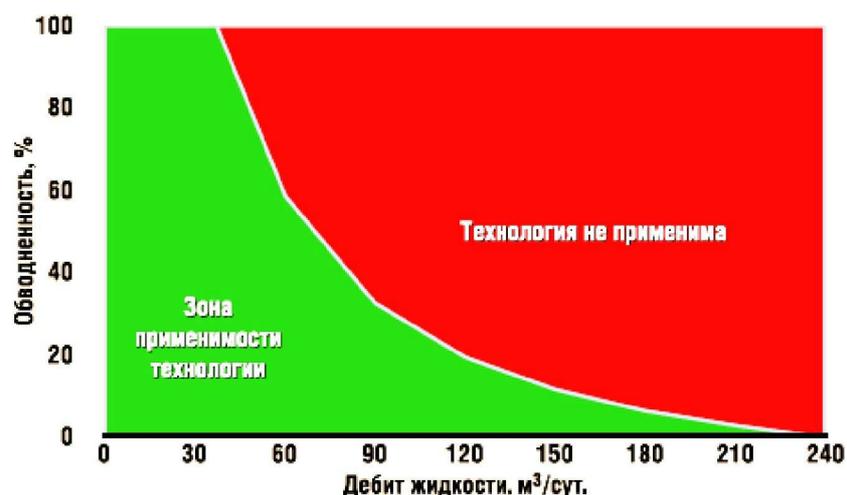


Рисунок 9 – Карта применимости технологии подачи ингибитора на забой скважины

ПСК заряжали твердым ингибитором на битумной основе, который в последующем вымывался через перфорированные отверстия в секциях.

Срок действия ингибитора зависит от типоразмера УЭЦН. Например, по наблюдениям специалистов «АЛНАС-Н» для УЭЦН-80 срок полезного действия составляет 180 сут. С увеличением типоразмера срок действия пропорционально уменьшается и наоборот. Также данная технология применима только на скважинах, температура пласта которых не превышает 80 °С, т.к. при более высоких температурах ингибитор быстро растворяется. Поставщиком ПСК в данном случае выступала компания «Грит».

По итогам оценки результатов эксплуатации фонда с ПСК было принято решение, чтобы все низкодебитные УЭЦН комплектовать ПСК для защиты насосов от образования солей в период вывода на режим. Благодаря этому 6 скважин фонда «Томскнефть ВНК» вывели из категории ЧРФ, а по остальным скважинам с ПСК увеличили наработку в среднем на 155 сут., после чего скважины продолжали работать.

Среди недостатков метода ингибирования при помощи ПСК специалисты ООО «РН-УфаНИПИнефть» отмечают необходимость размещения дополнительного веса под ПЭД, что особенно нежелательно на высокодебитном фонде (рис. 10).

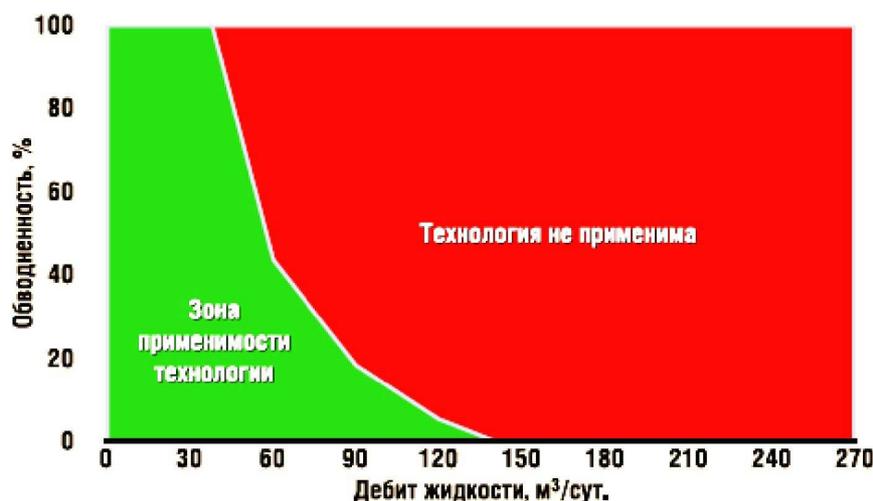


Рисунок 10 – Карта применимости технологии погружных скважинных контейнеров с ингибирующей композицией

Как правило, на месторождениях «Роснефти» допустимый вес ограничивается 250–300 кг. На высокодебитных скважинах вымыв ингибитора происходит очень быстро. И еще один серьезный минус – ПСК не обеспечивает «ударной дозировки» при ВНР. В особенности если эта скважина заглушена тяжелыми растворами глушения.

На рисунке 11 приведена сопоставительная диаграмма мирового и отечественного опыта применения методов предотвращения отложения солей.

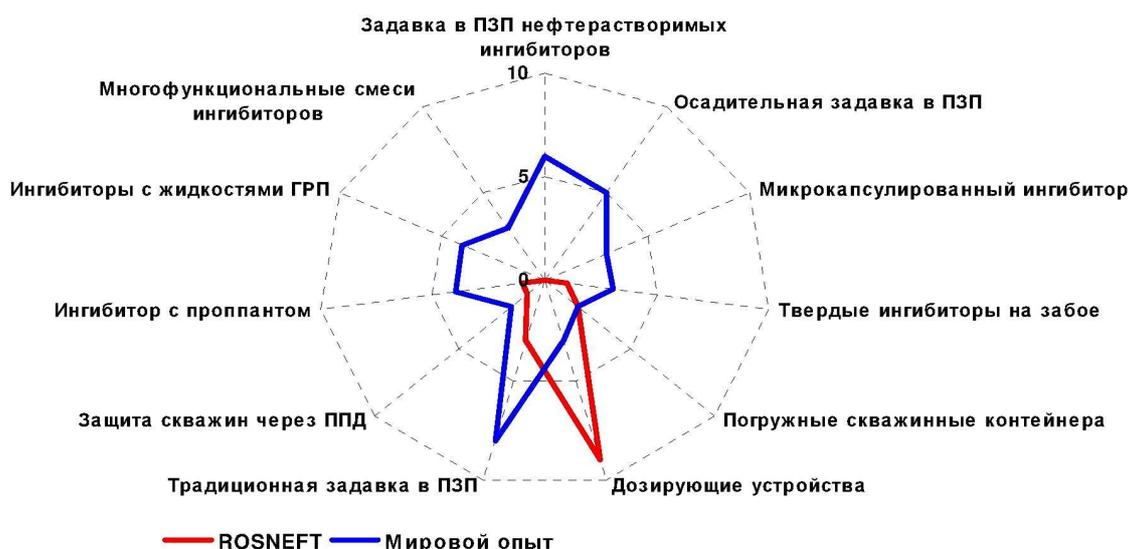


Рисунок 11 – Мировой и отечественный опыт применения методов предотвращения отложения солей

Методы борьбы с солеотложениями, применяемые на месторождениях ООО «РН-Краснодарнефтегаз»

Мировой опыт ориентирован на эффективное предотвращение отложений солей за счет комплексного подхода к ингибированию. В ООО «РН-Краснодарнефтегаз» основной упор по борьбе с солеотложением делается на применение УДЭ.

Факторы, интенсифицирующие процесс отложения кальцита:

- 1) увеличение концентрации ионов кальция в попутно добываемой и закачиваемой в пласт воде (по причине глушения скважин хлоридом кальция);
- 2) смешение в пласте несовместимых типов вод – гидрокарбонатно-натриевой и хлоркальциевой сеноманской воды;
- 3) снижение забойного давления (при интенсификации);
- 4) рост обводненности продукции скважин;
- 5) высокая температура ЭЦН;
- 6) высокий газовый фактор

На рисунке 12 показаны результаты солеотложений в НКТ и на рабочих органах насосов.



Рисунок 12 – Пример результата солеотложений в НКТ и на рабочих органах насосов

Основная причина образования сульфатных осадков (сульфатов кальция, бария и стронция) – смешение несовместимых вод:

Уравнение реакции	Растворимость в воде, г/л
$Ca^{2+} + SO_4^{2-} \rightarrow CaSO_4 \downarrow$	2,09
$Ba^{2+} + SO_4^{2-} \rightarrow BaSO_4 \downarrow$	0,0023
$Sr^{2+} + SO_4^{2-} \rightarrow SrSO_4 \downarrow$	0,144

На месторождениях ООО «РН-Краснодарнефтегаз» для защиты от солеотложений применяются электроприводные устьевые дозаторы (УДЭ).

В ООО «РН-Краснодарнефтегаз» на солеотлагающем фонде, оборудованном УДЭ, с 2007 года использовались ингибиторы «DESCUM 3111-2Н». В 2019 году планируется ОПИ сухих (гранулированных) ингибиторов солеотложений.

После внедрения УДЭ средние наработки УЭЦН выросли с 80 до 254 сут. Внедрение УДЭ на фонде скважин предприятия продолжается. Оптимальным для условий эксплуатации своего солеотлагающего фонда использование УДЭ (УДР) считают в АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Тем более, в случае АО «Газпромнефть-ННГ» поставщиком УДРов стала та же сервисная организация, которая обслуживает фонд дозаторов, что исключает простои дозаторов по тем или иным причинам и, соответственно, остановки скважин. В результате внедрения УДР на фонде компании было достигнуто существенное увеличение наработок по солеотлагающему фонду.

Кроме того, специалисты ООО «РН-Краснодарнефтегаз» проанализировали, как долго на скважине не появляются соли после установки УДР. Как показали результаты исследования, бессолевого период доходит до 1,5 тыс. сут. То есть с момента установки УДР в 2007 году при постоянной защите повторных отказов не наблюдалось.

Вместе с тем в процессе решения поставленной задачи возникали вопросы качества ингибиторов, поскольку был печальный опыт с коррозионным разрушением как колонн НКТ, так и эксплуатационных колонн и подвесных патрубков. В настоящее время данная проблема решена применением ингибиторов солеотложения с низкой коррозионной агрессивностью. С этой целью в 2008 году специалисты ООО «РН-Краснодарнефтегаз» провели аудит заводов-изготовителей химреагентов, а в 2009 году в компании было организовано ОПИ 12 видов ингибиторов солеотложения.

В результате удалось определить эффективность защитных свойств реагентов. Большое внимание уделялось собственно антикоррозионной эффективности реагентов, но также оценивались и другие параметры, в том числе температура застывания и эффективность при определенных дозировках.

По результатам тестирования были выбраны реагенты, которые в наибольшей степени подходят для условий ООО «РН-Краснодарнефтегаз». Процент защиты не менее 80.

Базовым реагентом утвержден «DESCUM», альтернативные реагенты – «Инсан» и «Оптим» – были направлены на ОПИ.

По состоянию на октябрь 2009 года фонд скважин ООО «РН-Краснодарнефтегаз», осложненный солеотложением, составлял почти 50 % скважин действующего фонда УЭЦН. Защищенность фонда УДРами – 30 %, что уже практически позволяет индивидуально подходить к каждой скважине.

Если говорить о минусах технологии постоянного дозирования ингибиторов солеотложения через УДЭ, то, по мнению ООО «РН-УфаНИПИнефть», главный из них состоит в том, что эта технология не может использоваться на скважинах с очень большими дебитами (рис. 13). При большом дебите обслуживание УДЭ становится очень дорогим в плане трудозатратности. Скважину с дебитом по жидкости более 300 м³/сут. и с высокой обводненностью нужно будет заправлять почти ежедневно. Необходимы дополнительные затраты на установку оборудования, постоянно будет занята затрубная задвижка. Это серьезный минус, если на скважине необходимо будет проводить какие-то дополнительные геолого-геофизические измерения.



Рисунок 13 – Карта применимости технологии постоянного дозирования

Расчет экономической эффективности применения электроприводной дозирующей установки «УДР 01.00»

Для расчета экономической эффективности применения «УДР 01.00» проведем сравнительные расчеты затрат на приобретение установки, химических реагентов и обслуживание установки, а также на ремонт глубинно-насосного оборудования при отсутствии УДЭ. Время эксплуатации скважины примем за 90 сут.

Для начала определим необходимое количество технической воды для закачки в затрубное пространство для глушения одной скважины. На добывающих скважинах Ключевого месторождения спущены обсадные колонны диаметром 125 мм и НКТ в них 73 мм. Жидкость глушения необходимо закачать от забоя скважины до устья. Таким образом, объем нефти V_n , необходимый для закачки в одну скважину, составит:

$$V_n = \frac{\pi}{4} \cdot (0,125^2 - 0,073^2) \cdot 2322 = 18,76 \text{ м}^3.$$

Переведем метры кубические в тонны, тогда:

$$V_{эл} \cdot \rho_{жг} = 18,76 \cdot 1,085 = 20,35 \text{ тонн},$$

где $\rho_{жг}$ – плотность жидкости глушения, применяемой на Ключевом месторождении.

Учитывая, что цена за одну тонну жидкости глушения составляет 187,7 руб., затраты на нее составят:

$$З_{жг} = V_{эл} \cdot \rho_{жг} \cdot 187,7 = 20,35 \cdot 187,7 = 3819,69 \text{ руб.}$$

Расценки на спецтехнику представим в виде таблицы:

ППУ	ЦА-320 Урал	АЦ (нефтевоз)	Общая сумма
322 руб./час	559 руб./час	240 руб./час	1121 руб./час

Мероприятия по глушению одной скважины глубиной около 2000 м проводится в среднем в течение 2,0–2,5 часов.

Таким образом, финансовые затраты на глушение одной скважины жидкостью глушения составят:

$$З_{общ.глуш} = З_{жг} + 1121 \cdot 2,5 = 3819,69 + 1121 \cdot 2,5 = 6622,69 \text{ руб.}$$

После того, как скважина остановлена и заглушена, ее ремонт занимается бригада ПРС. Стоимость работ за час бригады ПРС составляет 3800 руб. без НДС. Таким образом, в случае неиспользования средств защиты от солеобразования необходимость проведения ремонтных работ на скважине, как показывает практика, может возникнуть через 30 дней. Это означает, что за рассматриваемый период на данной скважине будет необходимо проводить ремонтные мероприятия 3 раза. В среднем на Ключевом месторождении ремонт скважины (смена насосного оборудования) длится 96 часов, тогда получаем следующую сумму:

$$3800 \cdot 96 \cdot 3 = 1094400 \text{ руб.}$$

Суммировав все статьи расходов, получим общие минимальные затраты $З_{общ}$ в случае неиспользования методов предотвращения солеобразования:

$$З_{общ} = 1094400 + З_{общ.глуш} = 1094400 + 6622,69 = 1101022,69 \text{ руб.}$$

Затраты на установку и обслуживание электроприводной дозирующей установки «УДР 01.00» представим в виде таблицы:

Стоимость одного комплекта установки «УДР 01.00», руб.	390 000
Стоимость одной тонны химического реагента DESCUM 3111-2Н, руб.	60 000
Производительность скважины № 283, м ³ /сут.	32
Обводненность, %	43
Дозировка химического реагента по результатам ОПИ, г/м ³	50
Расход химического реагента, г/сут.	688

Таким образом, стоимость установки и применения «УДР 01.00» в течение рассматриваемого периода составляет:

$$Z_{\text{общ}} = 390000 + \frac{0,688 \cdot 90 \cdot 60000}{1000} = 393715,2 \text{ руб.}$$

Сравнив полученные суммы, получаем:

$$1101022,69 \text{ руб.} > 393715,2 \text{ руб.}$$

Таким образом, экономия от применения УДЭ составляет:

$$1101022,69 - 393715,2 = 707307,49 \text{ руб.}$$

Произведенные расчеты не оставляют сомнений в том, что использование электроприводной дозирующей установки «УДР 01.00» имеет большой экономический эффект. И, что крайне важно, обеспечивает стабильную работу скважин, увеличивая срок службы оборудования.

Литература:

1. Брагин А.П., Лубенец Ю.Д. Составление проекта доработки месторождения Ключевое-Дыш. Отчет по договору Р 29.90-91. – Краснодар : ВНИПИтермнефть, 1992.
2. Лубенец Ю.Д., Дрампов Р.Т., Коротков С.В. Проект доработки майкопских залежей площадей Ключевая, Дыш, Узун, Южно-Ключевая с целью обоснования бурения скважин, забуривания вторых стволов и решения вопроса отбора газа из газовой шапки. – Краснодар : ОАО «РосНИПИтермнефть», 2000.
3. Кичигина Т.М., Савченко А.П. Пересчет запасов нефти и газа I и II горизонтов Ключевого месторождения. – Краснодар : ОАО «РосНИПИтермнефть», 2004.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
5. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2011. – Т. 1–2.
6. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
7. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2012–2015. – Т. 1–4.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2013–2014. – Т. 1–4.
9. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
10. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполум, 2018. – 476 с.
11. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложненными условиями добычи. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2013. – 336 с.
12. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Кошелев А.Т. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
13. Бондаренко В.А., Савенок О.В. Исследование методов и технологий управления осложнениями, обусловленных пескопроявлениями // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельная статья (специальный выпуск). – М. : Издательство «Горная книга», 2014. – № 5. – 28 с.
14. Бондаренко В.А., Савенок О.В. Анализ существующих методов борьбы с пескопроявлениями и разработка статистической модели деформационно-пространственной нестабильности и разрушения песчаных пород // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2014. – № 1. – С. 35–42.
15. Чуйкин Е.П., Бондаренко В.А., Савенок О.В. Проблемы выноса песка на месторождениях Краснодарского края и пути ее решения // Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых (20–23 мая 2014 года, г. Тюмень). Секция «Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений». – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – Т. 2. – С. 94–96.

16. Бондаренко В.А., Савенок О.В. Анализ известных представлений по проблеме пескопроявления // Газовая промышленность. Спецвыпуск журнала «Газовая промышленность»: Эксплуатация месторождений углеводородов на поздней стадии разработки. – М. : Издательство ООО «Газоил пресс», 2014. – № 708/2014. – С. 61–65.

17. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ эффективности работы УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 2. – С. 34–61.

18. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ применения системы байпасирования Y-Tool для исследования под действующей УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 2. – С. 62–81.

19. Березовский Д.А., Самойлов А.С., Башардуст Мохаммад Дауд. Анализ работы скважин, осложненных формированием асфальто-смоло-парафиновых отложений на примере Матросовского месторождения, и разработка рекомендаций по применению методов борьбы с АСПО // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 3. – С. 124–141.

20. Салов С.А., Очередыко Т.Б. Обоснование технологий борьбы с солеотложениями в скважинах Мамонтовского нефтяного месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 4. – С. 51–73.

21. Ахриев К.Р., Савенок О.В., Яковлев А.Л. Анализ эффективности применения установок электроцентробежных насосов на Ново-Покурском нефтяном месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 4. – С. 275–297.

22. Кирпа С.В., Шальская С.В. Анализ эффективности проведения оптимизации скважин по Рославльскому нефтяному месторождению // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – № 1. – С. 42–61.

23. Чернокнижный Д.В., Савенок О.В. Оптимизация работы установок электроцентробежных насосов на Первомайском нефтяном месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – № 1. – С. 124–149.

24. Яковлев А.Л., Кумбе Эдсон Леонел Виторину. Анализ работы фонда скважин, оборудованных УЭЦН, на Сологаевском месторождении // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2018. – № 02. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/02/22.PDF>

25. Ладенко А.А. Очистка от отложений солей // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 216–218.

26. Мажник В.И., Лешкович Н.М. Совершенствование технологий борьбы с АСПО на Ванкорском месторождении // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 227–232.

27. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В. Мероприятия по борьбе с АСПО в добывающих скважинах, оборудованных ШСНУ, на Степановском месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – № 2. – С. 53–73.

28. Лапотников А.Г., Котельников А.С. Анализ эффективности внедрения УЭЦН на месторождениях НГДУ «Катанглинефтегаз» // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – № 3. – С. 178–192.

29. Вдовиченко Д.В., Батыров М.И. Анализ оптимизации технологических режимов скважин механизированного фонда на Талинском месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – № 3. – С. 246–265.

References:

1. Bragin A.P., Lubenets Yu.D. Drawing up project of further development of the Klyuchevoye-Dysh field. Report on contract P 29.90-91. – Krasnodar : Vnipitermneft, 1992.

2. Lubenets Yu.D., Drampov R.T., Korotkov S.V. The project of further development of the Maykop deposits of the areas Key, Dysh, Uzun Southern Key for the purpose of justification of well-drilling, a zaburivaniye of the second trunks and the solution of a question of gas offtake from a gas cap. – Krasnodar : JSC Rosnipitermneft, 2000.
3. Kichigina T. M., Savchenko A.P. Recalculation of reserves of oil and gas I and II of the horizons of the Key field. – Krasnodar : JSC Rosnipitermneft, 2004.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
5. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2011. – Т. 1–2.
6. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells: manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion of oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2016. – 576 p.
10. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice : monograph. – Lviv : Spol, 2018. – 476 p.
11. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2013. – 336 p.
12. Berezovsky D.A., Lavrentyev A.V., Savenok O.V., Koshelev A.T. Development of physical and chemical models and methods of forecasting of a condition of breeds collectors // Oil economy. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
13. Bondarenko V.A., Savenok O.V. A research of the methods and technologies of management of complications caused by peskoproyavleniye // the Mountain information and analytical bulletin (the scientific and technical magazine). Separate article (special release). – M. : Mountain Book publishing house, 2014. – № 5. – 28 p.
14. Bondarenko V.A., Savenok O.V. The analysis of the existing methods of fight against peskoproyavleniye and development of statistical model of deformation and spatial instability and destruction of sandy breeds // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2014. – № 1. – P. 35–42.
15. Chuykin E.P., Bondarenko V.A., Savenok O.V. Sand production problems on fields of Krasnodar Krai and a way of its decision // New technologies – to the oil and gas region: materials of the scientific and practical conference of students, All-Russian with international participation, graduate students and young scientists (on May 20–23, 2014, Tyumen). Section «Development and Operation of Oil, Gas and Gas-condensate Fields». – Tyumen : TSOGU, 2014. – Т. 2. – P. 94–96.
16. Bondarenko V.A., Savenok O.V. The analysis of the known representations on a problem a dog-koproyavleniya // the Gas industry. Special issue of the Gazovaya Promyshlennost magazine: Operation of fields of hydrocarbons at a late stage of development. – M. : LLC Gasoil Press publishing house, 2014. – № 708/2014. – P. 61–65.
17. Borovik O.V., Savenok O.V. The analysis of overall performance of UETsN on fields of Krasnodar Krai // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2017. – № 2. – P. 34–61.
18. Borovik O.V., Savenok O.V. The analysis of application of a system of a baypasirovaniye of Y-Tool for a research under the operating UETsN on fields of Krasnodar Krai // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2017. – № 2. – P. 62–81.
19. Berezovsky D.A., Samoylov A.S., Bashardust Mohammad Daud. The analysis of work of the wells complicated by formation of asfalto-smolo-paraffin deposits on the example of the Matrovsky field and development of recommendations about application of methods of fight against ASPO // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2017. – № 3. – P. 124–141.
20. Salov S.A., Ocheredko T.B. Justification of technologies of fight against salt sedimentations in wells of the Mamontovsky oil field // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2017. – № 4. – P. 51–73.
21. 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 // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2017. – № 4. – P. 275–297.

22. Kirpa S.V., Shalskaya S.V. The analysis of efficiency of carrying out optimization of wells on the Roslavl oil field // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2018. – № 1. – P. 42–61.

23. Chernoknizhny D.V., Savenok O.V. Optimization of work of installations of electrocentrifugal pumps on Pervomaisk the oil field // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2018. – № 1. – P. 124–149.

24. Yakovlev A.L., Kumbe Edson Leonel Vitorinu. The analysis of work of a well stock, the equipped UETsN, on the Sologayevsky field // the Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2018. – № 02. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/02/22.PDF>

25. Ladenko A.A. Cleaning of deposits of salts // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes: the collection of articles / under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 216–218.

26. Mazhnik V.I., Leshkovich N.M. Improvement of technologies of fight against ASPO on the Vankorsky field // Bulatovskiyе of reading: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 227–232.

27. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V. Actions for fight against ASPO in the production wells equipped with ShSNU on the Stepanovsky field // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2018. – № 2. – P. 53–73.

28. Lapotnikov A.G., Kotelnikov A.S. Analysis of efficiency of introduction of UETsN on fields of NGDU of Katanglineftegaz // Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2018. – № 3. – P. 178–192.

29. Vdovichenko D.V., Batyrov M.I. The analysis of optimization of the technological modes of wells of the mechanized fund on the Talinsky field // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : LLC Publishing House – the South, 2018. – № 3. – P. 246–265.