

УДК 622.276.054.23

**ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ УСТАНОВОК
ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ
НА ПЕРВОМАЙСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**OPTIMIZATION OF THE OPERATION
OF ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMPS
AT PERVOMAISKOYE OIL FIELD**

Чернокнижный Данил Владимирович

студент-магистрант,
Кубанский государственный
технологический университет
danil1991-0@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

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

Аннотация. В статье рассмотрена оптимизация работы фонда скважин, оборудованного УЭЦН, на Первомайском месторождении. Представлен анализ структуры фонда добывающих скважин, оборудованных УЭЦН. Дано описание техники и технологии добычи с применением УЭЦН и причины выхода из строя насосов. Предложены рекомендации по улучшению эффективности работы фонда скважин. Рассмотрено применение дополнительного оборудования, которое увеличивает межремонтный период работы скважин. Проведён детальный анализ работы фонда скважин, оборудованных УЭЦН, определены наиболее перспективные методы удержания планки по добыче и меры по оптимизации работы фонда скважин.

Ключевые слова: анализ работы погружного оборудования; установка электроцентробежного насоса; эксплуатация механизированного фонда скважин, оборудованных УЭЦН; рабочая характеристика УЭЦН; подбор установки УЭЦН для эксплуатации скважины; анализ причин отказов на скважинах, оборудованных УЭЦН; оптимизация работы фонда скважин.

Chernoknizhny Danil Vladimirovich

undergraduate student,
Kuban state technological university
danil1991-0@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

doctor of technical sciences,
associate professor, professor of oil and
gas engineering department named after
professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Annotation. In the article optimization of work of wells equipped with electric centrifugal pump is considered at the Pervomaiskoye field. The analysis of the structure of the fund of producing wells equipped with electric centrifugal pump is presented. The description of the technology and technology of extraction using electric centrifugal pump and the reasons for failure of pumps are given. Recommendations are proposed to improve the efficiency of the well stock. The use of additional equipment is considered, which increases the inter-repair period of well operation. A detailed analysis of the work of wells equipped with electric centrifugal pump was carried out, the most promising methods of retaining the production plate and measures for optimizing the operation of the well stock were identified.

Keywords: analysis of the work of submersible equipment; installation of an electric centrifugal pump; operation of a mechanized well stock, equipped with electric centrifugal pump; working characteristic of electric centrifugal pump; selection of electric centrifugal pump for well operation; analysis of the causes of failures in wells equipped with electric centrifugal pump; well stock optimization.

Первомайское нефтяное месторождение в административном отношении большей площадью расположено на западе Каргасокского района Томской области и лишь его северо-западная часть относится к Сургутскому району Ханты-Мансийского автономного округа (рис. 1).

В геолого-тектоническом отношении оно приурочено к Каймысовскому своду – одной из крупных положительных структур юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. В географическом отношении район проектируемых работ расположен в бассейне среднего течения р. Васюган – одной из крупных левых притоков р. Оби, точнее – в пределах Васюган-Юганского междуречья. Рельеф местности представляет

Таблица 1 – Общая характеристика месторождения

Дата ввода в разработку	1981
Тип месторождения	нефтяное
Количество объектов разработки	1
Система разработки	ППД заводнение
Система заводнения	блоковая трёхрядная
Дата открытия	1969
Проектный фонд скважин	878
Пробуренный фонд скважин	787
Накопленная добыча нефти, млн. тонн	37,5

Анализ работы применяемого в ЦДНГ-8 погружного оборудования

В настоящее время в ЦДНГ-8, разрабатывающем Первомайское месторождение, применяется только механизированный способ добычи нефти: эксплуатируются скважины, оборудованные УЭЦН и УШГН (рис. 2).

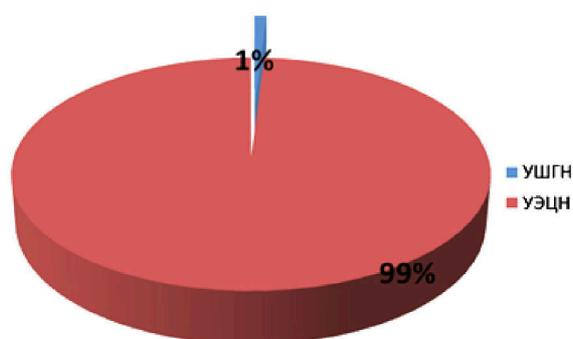


Рисунок 2 – Действующий фонд по способам эксплуатации

За 2017 год фонд скважин по ЦДНГ-8 увеличился с 85 скважин до 90. Фонд УШГН составляет 1 скважину. В апреле месяце 2017 года добывающий фонд скважин по ЦДНГ-8 составлял 90 скважин, в том числе 89 скважин, оборудованных УЭЦН и 1 скважина, оборудованных УШГН. Фонд скважин, оборудованных УЭЦН, вырос за счёт оптимизаций на фонде УШГН, и ввод новых скважин после бурения на 71 кусту Первомайского месторождения.

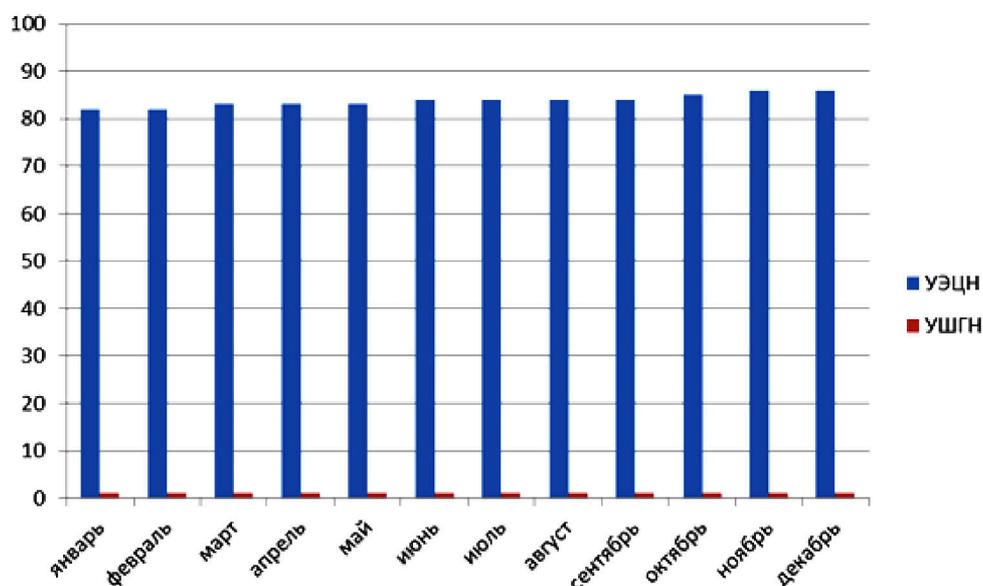


Рисунок 3 – Динамика фонда скважин ЦДНГ-8 за 2016 год

Так, за 3 месяца 2016 года выведено из бездействия 1 скважина, оборудованная УЭЦН и 2 скважины запущены после бурения. Суммарный прирост суточной добычи составил 112 тонн. В дальнейшем планируется вывести из бездействующего фонда порядка 5 скважин и запустить 18 скважин после бурения.

Эксплуатация механизированного фонда скважин Первомайского месторождения оборудованных УЭЦН

Установки имеют два исполнения: обычное и коррозионностойкое.

Пример условного обозначения установки при заказе:

УЭЦНМ 5-125-1200-ВК-02 ТУ 26-06-1786-89,

при переписке и в технической документации:

УЭЦНМ 5-125-1200 ТУ 26-06-1786-89,

где У – установка; Э – привод от погружного двигателя; Ц – центробежный; Н – насос; М – модульный; 5 – группа насоса; 125 – подача, м³/сут.; 1200 – напор, м; ВК – вариант комплектации; 02 – порядковый номер варианта комплектации по ТУ.

Для установок коррозионностойкого исполнения перед обозначением группы насоса добавляется буква «К».

Рабочая характеристика УЭЦН

Электроцентробежные насосы широко применяются для эксплуатации высокодебитных и малодебитных скважин с различной высотой подъёма жидкости.

Электронасосы применяются для эксплуатации скважин:

- 1) нефтяных с высоким содержанием парафина;
- 2) малодебитных с низким уровнем жидкости;
- 3) малодебитных с водонапорным режимом;
- 4) высокодебитных;
- 5) сильнообводнённых, где для добычи определённого количества нефти необходимо отбирать большое количество воды;
- 6) глубоких, для рентабельной эксплуатации которых требуются насосы большой мощности;
- 7) наклонных скважин;
- 8) с высоким газосодержанием;
- 9) с содержанием солей в добываемой жидкости.

Однако эффективность работы значительно снижается при наличии в откачиваемой жидкости свободного газа.

Характеристика работы насоса резко снижается уже при 1–2 % содержании газа (по объёму). Методами борьбы с попаданием газа в насос являются:

- увеличение погружения насоса под динамический уровень;
- установка различного вида газосепараторов ниже приёма насоса.

Все виды насосов имеют паспортную характеристику в виде кривых зависимостей $H(Q)$ (напор, подача), $\eta(Q)$ (коэффициент полезного действия, подача), $N(Q)$ (потребляемая мощность, подача), которая обычно даётся в диапазоне рабочих значений расходов или в несколько большем интервале (рис. 4).

Всякий центробежный насос, в том числе и ПЦЭН, может работать при закрытой задвижке ($Q=0$, $H=H_{max}$) и при отсутствии противодавления на выкиде ($Q=Q_{max}$, $H=0$). Полезная работа насоса пропорциональна подаче на напор, на этих двух точках она будет равна нулю, а, следовательно, и $\eta=0$.

При определённом соотношении Q и H , обусловленными минимальными внутренними потерями, η достигает максимального значения равного примерно 0,5–0,6. Подача и напор, соответствующие максимальному коэффициенту полезного действия, называются *оптимальными*.

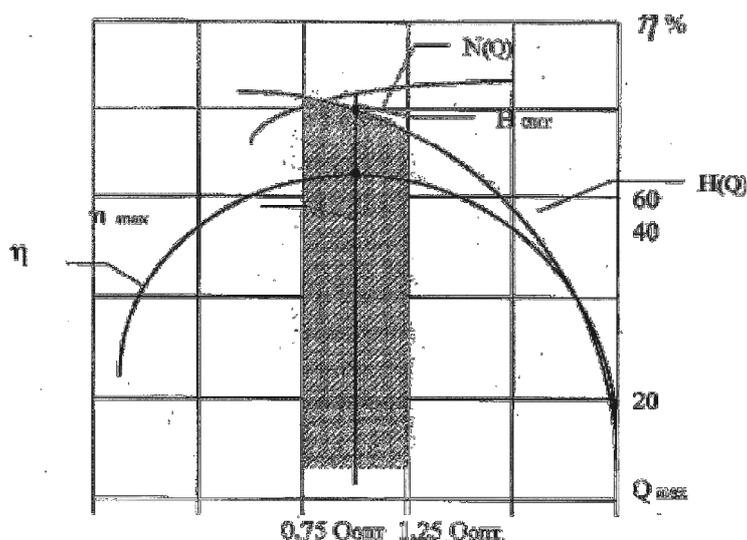


Рисунок 4 – Типовая характеристика погружного центробежного насоса

Зависимость $\eta(Q)$ около своего максимума изменяется плавно, поэтому допускается работа ПЦЭН при режимах, отличающихся от оптимального в ту или иную сторону на некоторую величину. Пределы этих отклонений зависят от конкретной характеристики ПЦЭН и должны соответствовать снижению КПД насоса на 3–5 %. Это обуславливает целую область работы ПЦЭН, которая называется рекомендованной областью.

Номинальные значения КПД установки соответствуют работе на воде.

Показатели назначения по перекачиваемым средам следующие:

- среда – пластовая жидкость (смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа);
- максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и КПД – $1 \text{ мм}^2/\text{с}$;
- водородный показатель попутной воды pH 6,0–8,5;
- максимальное массовое содержание твердых частиц – 0,01 % (0,1 г/л);
- микротвёрдость частиц – не более 5 баллов по Моосу;
- максимальное содержание попутной воды – 99 %;
- максимальное содержание свободного газа у основания двигателя – 25 %, для установок с насосными модулями-газосепараторами (по вариантам комплектации) – 55 %, при этом соотношение в откачиваемой жидкости нефти и воды регламентируется универсальной методикой подбора УЭЦН к нефтяным скважинам (УМП ЭЦН-79);
- максимальная концентрация сероводорода: для установок обычного исполнения – 0,001 % (0,01 г/л); для установок коррозионностойкого исполнения – 0,125 % (1,25 г/л);
- температура перекачиваемой жидкости в зоне работы погружного агрегата – не более $90 \text{ }^\circ\text{C}$.

Для установок, укомплектованных кабельными линиями К43, в которых взамен удлинителя с теплостойким кабелем марки КФСБ используется удлинитель с кабелем марки КПБП, температуры должны быть не более:

- для УЭЦНМ 5 и УЭЦНМК 5 с двигателем мощностью 32 кВт – $90 \text{ }^\circ\text{C}$;
- для УЭЦНМ 5, 5А и УЭЦНМК 5, 5А с двигателями мощностью 45–125 кВт – $95 \text{ }^\circ\text{C}$;
- для УЭЦНМ 6 и УЭЦНМК 6 с двигателями мощностью 90–250 кВт – $100 \text{ }^\circ\text{C}$ (табл. 2).

Таблица 2 – Габаритные размеры насосных агрегатов

Наружный диаметр корпуса насоса, мм		Длина секций, м	СВ	СС	СН
5	92	С-3	3365	3365	3510
5А	103	С-4	4365	4365	4510
6	114	С-5	5365	5365	5510

Внутренний диаметр колонны обсадных труб не менее и поперечный габарит насосной установки с кабелем не более соответственно:

- для установок УЭЦНМ 5 – 121,7 и 112 мм;
- для УЭЦНМ 5А – 130 и 124 мм;
- для УЭЦНМ 6 с подачей до 500 м³/сут. (включительно) – 144,3 и 137 мм, с подачей свыше 500 м³/сут. – 148,3 и 140,5 мм.

Насосный агрегат, состоящий из погружного центробежного насоса и двигателя (электродвигатель с гидрозащитой), спускается в скважину на колонне насосно-компрессорных труб. Насосный агрегат откачивает пластовую жидкость из скважины и подает её на поверхность по колонне НКТ.

Установки УЭЦНМ и УЭЦНМК (рис. 5) состоят из погружного насосного агрегата, кабеля в сборе, наземного электрооборудования – трансформаторной комплектной подстанции (индивидуальной КТППН или кустовой КТППНКС).

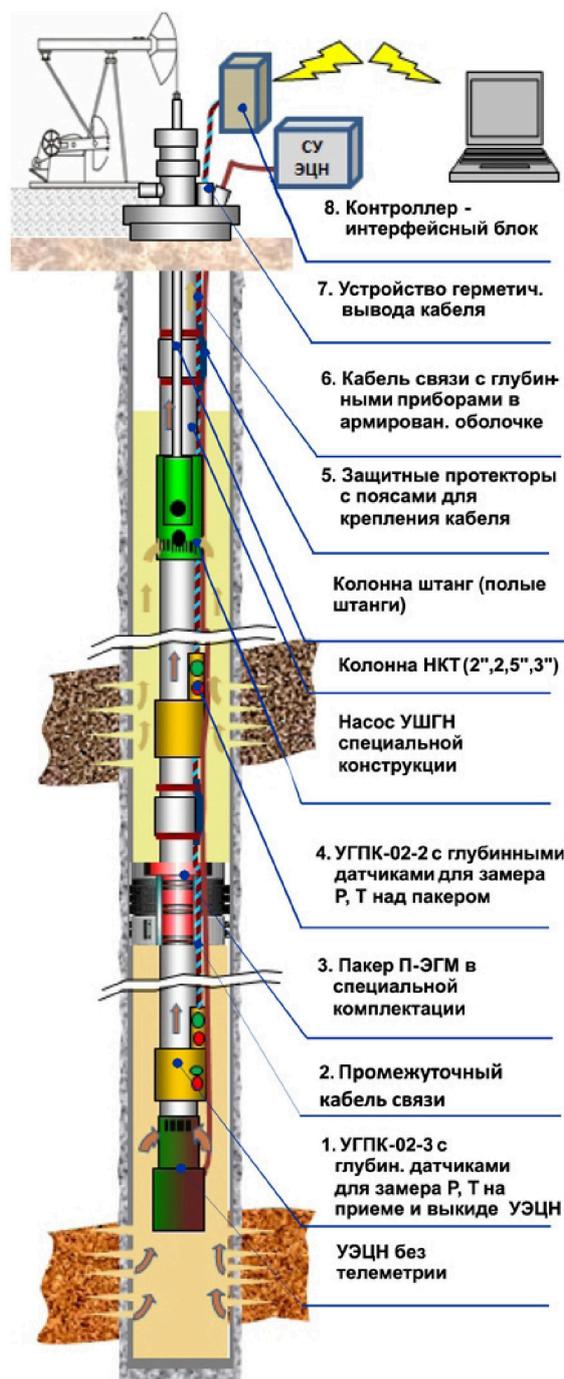


Рисунок 5 – Установка погружного центробежного электронасоса УЭЦНМ

Вместо подстанции можно использовать трансформатор и комплектное устройство.

Кабель, обеспечивающий подвод электроэнергии к электродвигателю, крепится к гидрозащите, насосу и насосно-компрессорным трубам металлическими поясами (клямсами) 3, входящими в состав насоса.

Комплектная трансформаторная подстанция (трансформатор и комплектное устройство) преобразует напряжение промышленной сети до значения оптимального напряжения на зажимах электродвигателя с учётом потерь напряжения в кабеле и обеспечивает управление работой насосного агрегата установки и её защиту при аномальных режимах.

Электроцентробежные погружные насосы производства «АЛНАС» (сокращённо ЭЦНА) применяются для подъёма пластовой жидкости, а также в системах поддержания пластового давления. «АЛНАС» производит и поставляет центробежные погружные насосы в габаритных группах 5, 5А и 6, производительностью от 10 до 1500 м³/сут. и напором до 2500 м. Широкая номенклатура насосов позволяет подобрать оборудование практически под любые условия эксплуатации (рис. 6).



Рисунок 6 – Схема погружного насоса

Насосы «АЛНАС» спроектированы по секционному принципу и в общем случае состоят из входного модуля, насосных секций, газосепаратора, обратного и спускного клапанов. Обратные клапаны имеют высокую герметичность, что позволяет Потребителю производить опрессовку насосно-компрессорных труб. По желанию Потребителя входной модуль может быть изготовлен как одно целое с насосной секцией, что позволяет уменьшить количество соединений. Входной модуль может быть оснащён высокоэффективным фильтром, что позволяет насосу надёжно откачивать пластовую жидкость с большим содержанием механических примесей. При высоком содержании газа в пластовой жидкости в состав насоса может быть включён газосепаратор с приёмной сеткой, при этом нет необходимости во входном модуле.

Насосные секции выполняются различной длины, что обеспечивает оптимальный подбор насоса к любой скважине. По всей длине каждой секции установлены промежуточные радиальные подшипники, что обеспечивает надежную и продолжительную работу насоса.

Применение специальных противоположных муфт позволяет снизить количество наиболее сложных аварий, связанных с расстыковкой секций насосов.

Обратный клапан предназначен для предотвращения обратного вращения (турбинный режим) ротора насоса под воздействием столба жидкости в колонне НКТ при остановках и облегчения, тем самым, повторного запуска насосного агрегата. Обратный клапан ввинчен в модуль – головку насоса, а спускной – в корпус обратного клапана.

Спускной клапан служит для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме насосного агрегата из скважины.

Допускается устанавливать клапаны выше насоса в зависимости от газосодержания у сетки входного модуля насоса. При этом клапаны должны располагаться ниже сростки основного кабеля с удлинителем, так как в противном случае поперечный габарит насосного агрегата будет превышать допустимый.

Для откачивания пластовой жидкости, содержащей свыше 25 до 55 % (по объёму) свободного газа у приёмной сетки входного модуля, к насосу подключают насосный модуль – газосепаратор.

Двигатель – асинхронный погружной, трёхфазный, короткозамкнутый, двухполюсный, маслonaполненный.

При этом установки должны комплектоваться устройством комплектным ШГС 5805-49ТЗУ1.

Соединение сборочных единиц насосного агрегата – фланцевое (на болтах и шпильках), валов сборочных единиц – при помощи шлицевых муфт. Соединение кабеля в сборе с двигателем осуществляется при помощи муфты кабельного ввода.

Подключательный выносной пункт предназначен для предупреждения прохождения газа по кабелю в КТППН (КТППНКС) или комплектное устройство.

Оборудование устья скважины обеспечивает подвеску колонны НКТ с насосным агрегатом и кабелем в сборе на фланце обсадной колонны, герметизацию затрубного пространства, отвод пластовой жидкости в выкидной трубопровод.

Погружной центробежный модульный насос (в дальнейшем именуемый «насос») – многоступенчатый вертикального исполнения. Насос изготавливают в двух исполнениях: обычном ЭЦНМ и коррозионностойком ЭЦНМК.

Насос состоит из входного модуля, модуля-секции (модулей-секций), модуля-головки, обратного и спускного клапанов. Допускается уменьшение числа модулей-секций в насосе при соответствующем укомплектовании погружного агрегата двигателем необходимой мощности.

Для откачивания пластовой жидкости, содержащей у сетки входного модуля насоса свыше 25 % (по объёму) свободного газа, к насосу следует подсоединить насосный модуль – газосепаратор.

Газосепаратор не заменим, при добыче нефти из скважин с большим содержанием растворенного газа. Устанавливается между входным модулем и насосной модуль-секцией. «АЛНАС» производит и поставляет эффективные газосепараторы для различных условий эксплуатации для всех типов насосов.

Принцип действия газосепаратора (рис. 7) основан на использовании центробежной силы для удаления свободного газа. Газ удаляется в затрубное пространство, при этом исключаются образование пазовых пробок и кавитация, благодаря чему обеспечивается постоянная нагрузка на двигатель и повышается срок непрерывной работы установки.

Газосепаратор устанавливается между входным модулем и модулем-секцией.

Наиболее известны две конструкции газосепараторов:

- газосепараторы с противотоком;
- центробежные или роторные газосепараторы.



Рисунок 7 – Газосепаратор ГСА 5А

Для первого типа, применяемого в некоторых насосах Reda, при попадании жидкости в газосепаратор, она вынуждена резко менять направление движения. Некоторые газовые пузырьки сепарируются уже на входе в насос. Другая часть, попадая в газосепаратор, поднимается внутри его и выходит из корпуса.

В отечественных установках ЗАО «Алнас», а также насосах фирмы «Centrilift» и «Reda» используются роторные газосепараторы, которые работают аналогично (табл. 3).

Таблица 3 – Технические характеристики газосепараторов производства ЗАО «Алнас»

Обозначение	Подача в рабочей зоне	Напор	Потребляемая мощность, кВт	Внешний диаметр	Максимальное содержание свободного газа на приёме, %
1МНГ 5	25–250	4,0	1,5	92	55
МНГ 5А	90–360	4,6	1,9	103	55

Лопатки центрифуги, вращающиеся с частотой 3500 об./мин., вытесняют более тяжёлые жидкости на периферию и далее через переходной канал вверх в насос, тогда как более лёгкая жидкость (пар) остаётся около центра и выходит через переходной канал и выпускные каналы обратно в скважину. Соединение модулей между собой и входного модуля с двигателем – фланцевое. Соединения (кроме соединений входного модуля с двигателем и входного модуля с газосепаратором) уплотняются резиновыми кольцами.

Соединение валов модулей-секций между собой, модуля-секции с валом входного модуля, вала входного модуля с валом гидрозащиты двигателя осуществляется шлицевыми муфтами.

Соединение валов газосепаратора, модуля-секции и входного модуля между собой также осуществляется при помощи шлицевых муфт.

Рабочие колеса и направляющие аппараты насосов обычного исполнения изготавливают из модифицированного серого чугуна, насосов коррозионностойкого исполне-

ния – из модифицированного чугуна ЧН 16Д 7ГХШ типа «нирезист». Рабочие колёса насосов обычного исполнения можно изготавливать из радиационно-модифицированного полиамида.

Модуль-головка состоит из корпуса, с одной стороны которого имеется внутренняя коническая резьба для подсоединения обратного клапана (насосно-компрессорной трубы), с другой стороны – фланец для подсоединения к модулю-секции двух рёбер и резинового кольца. Рёбра прикреплены к корпусу модуля-головки болтом с гайкой и пружинной шайбой. Резиновое кольцо герметизирует соединение модуля-головки с модулем-секцией.

Модули-головки насосов группы 5 и 5А имеют резьбу муфты насосно-компрессорной гладкой трубы 73 ГОСТ 633-80.

Модуль-головка насосов группы 6 имеет два исполнения: с резьбой муфты 73 и 89 ГОСТ 633-80.

Модуль-головка с резьбой 73 применяется в насосах с номинальной подачей до 800 м³/сут. с резьбой 89 – более 800 м³/сут.

Модуль-секция состоит из корпуса, вала, пакета ступеней (рабочих колёс и направляющих аппаратов), верхнего подшипника, нижнего подшипника, верхней осевой опоры, головки, основания, двух рёбер и резиновых колец. Соединение модулей-секций между собой, а также резьбовые соединения и зазор между корпусом и пакетом ступеней герметизируются резиновыми кольцами.

Рёбра предназначены для защиты плоского кабеля с муфтой от механических повреждений о стенку обсадной колонны при спуске и подъёме насосного агрегата. Рёбра прикреплены к основанию модуля-секции болтом с гайкой и пружинной шайбой.

Грань головки модуля-секции, имеющая минимальное угловое смещение относительно поверхности основания между рёбрами, помечена пятном краски для ориентирования относительно рёбер другого модуля-секции при монтаже на скважине.

Модули-секции поставляются опломбированными гарантийными пломбами-клеймом предприятия-изготовителя на паяных швах.

Входной модуль состоит из основания с отверстиями для прохода пластовой жидкости, подшипниковых втулок и сетки, вала с защитными втулками и шлицевой муфты для соединения вала модуля с валом гидрозащиты.

При помощи шпилек модуль верхним концом подсоединяется к модулю-секции. Нижний конец входного модуля присоединяется к гидрозащите двигателя.

Входной модуль для насосов группы 6 имеет два исполнения:

- 1) с валом диаметром 25 мм – для насосов с подачами 250, 320, 500 и 800 м³/сут.;
- 2) с валом диаметром 28 мм – для насосов с подачами 1000, 1250 м³/сут.

Входные модули и модули-секции поставляются опломбированными консервационными пломбами-пятнами синей или зеленой краски на гайках и болтах (шпильках) фланцевых соединений.

Обратные клапаны насосов групп 5 и 5А, рассчитанных на любую подачу, и группы 6 с подачей до 800 м³/сут. включительно конструктивно одинаковы и имеют резьбы муфты насосно-компрессорной гладкой трубы 73 ГОСТ 633-80. Обратный клапан для насосов группы 6 с подачей свыше 800 м³/сут. имеет резьбы муфты насосно-компрессорной гладкой трубы 89 ГОСТ 633-80.

Спускные клапаны имеют такие же исполнения по резьбам, как обратные.

Пояс для крепления кабеля состоит из стальной пряжки и закреплённой на ней стальной полосы (табл. 4).

Таблица 4 – Применяемые пояса крепления кабеля (клямсы)

Оборудование	Код пояса	Длина пояса, мм
Насосно-компрессорная труба 60 и 48	ЭН-21/1	300
Насосно-компрессорная труба 73	ЭН-21/2	350
Насосно-компрессорная труба 89	ЭН-21/3	390
Насос группы 5, 5А и 6	ЭН-21/4	460

Погружные двигатели состоят из электродвигателя (рис. 8) и гидрозащиты.

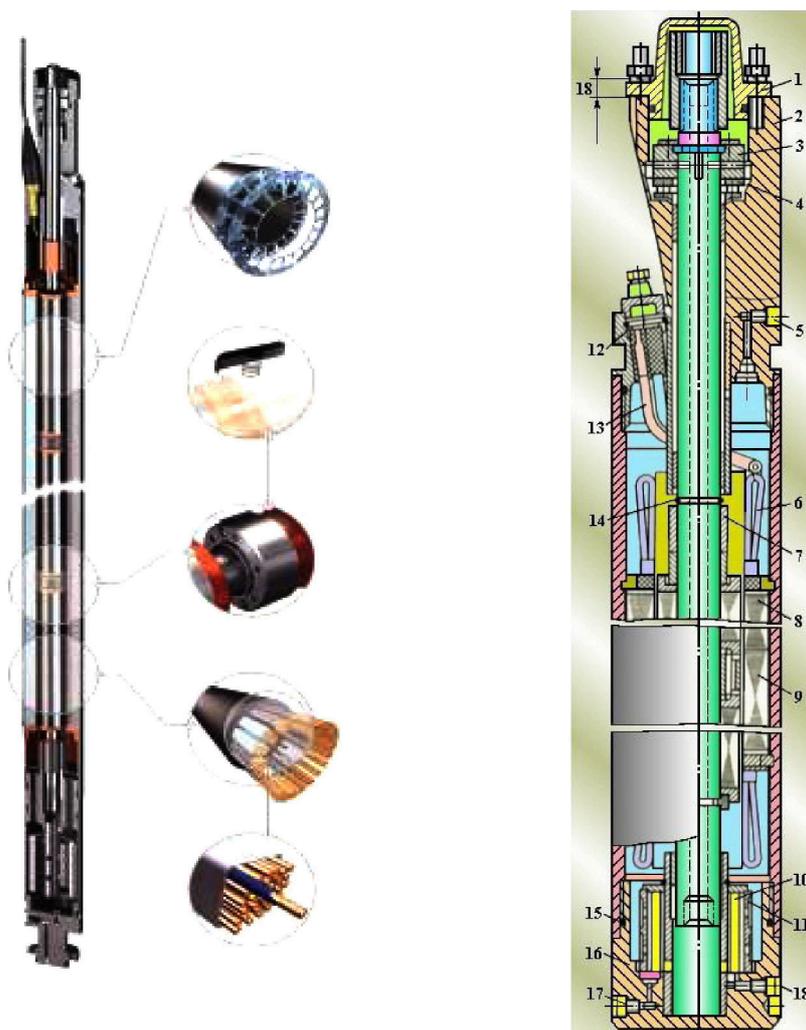


Рисунок 8 – Электродвигатель односекционный:

1 – крышка; 2 – головка; 3 – пята; 4 – подпятник; 5 – пробка; 6 – обмотка статора; 7 – втулка; 8 – ротор; 9 – статор; 10 – магнит; 11 – фильтр; 12 – колодка; 13 – кабель с наконечником; 14 – кольцо; 15 – кольцо уплотнительное; 16 – корпус; 17, 18 – пробка

Двигатели трёхфазные асинхронные короткозамкнутые двухполюсные погружные унифицированной серии ПЭД в нормальном и коррозионностойком исполнениях, климатического исполнения В, категории размещения 5 работают от сети переменного тока частотой 50 Гц и используются в качестве привода погружных центробежных насосов в модульном исполнении для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин.

Двигатели предназначены для работы в среде пластовой жидкости (смесь нефти и попутной воды в любых пропорциях) с температурой до 130 °С, содержащей:

- механические примеси с относительной твердостью частиц не более 5 баллов по шкале Мооса – не более 0,5 г/л;
- сероводород: для нормального исполнения – не более 0,01 г/л; для коррозионностойкого исполнения – не более 1,25 г/л;
- свободный газ (по объёму) – не более 50 %; гидростатическое давление в зоне работы двигателя не более 20 МПа.

Допустимые отклонения от номинальных значений питающей сети:

- по напряжению – от минус 5 % до плюс 10 %;
- по частоте переменного тока – $\pm 0,2$ Гц;
- по току – не выше номинального на всех режимах работы, включая вывод скважины на режим.

В шифре двигателя

ПЭДУСК-125-117Д-В5 ТУ 16-652.029-86,

приняты следующие обозначения: ПЭДУ – погружной электродвигатель унифицированный; С – секционный (отсутствие буквы – несекционный); К – коррозионностойкий (отсутствие буквы – нормальное); 125 – мощность, кВт; 117 – диаметр корпуса, мм; Д – шифр модернизации гидрозащиты (отсутствие буквы – основная модель); В5 – климатическое исполнение и категория размещения.

В шифре электродвигателя

ЭДК 45-117В,

приняты следующие обозначения: ЭД – электродвигатель; К – коррозионностойкий (отсутствие буквы – нормальное исполнение); 45 – мощность, кВт; 117 – диаметр корпуса, мм; В – верхняя секция (отсутствие буквы – несекционный, С – средняя секция, Н – нижняя секция).

В шифре гидрозащиты

ПК 92Д,

приняты следующие обозначения: П – протектор; К – коррозионностойкая (отсутствие буквы – исполнение нормальное); 92 – диаметр корпуса, мм; Д – модернизация с диафрагмой (отсутствие буквы – основная модель с барьерной жидкостью).

Пуск, управление работой двигателями и его защита при аварийных режимах осуществляются специальными комплектными устройствами.

Пуск, управление работой и защита двигателя мощностью 360 кВт с диаметром корпуса 130 мм осуществляются комплектным тиристорным преобразователем.

Электродвигатели заполняются маслом МА-ПЭД с пробивным напряжением не менее 30 кВ.

Погружные электрические двигатели (сокращённо ПЭД) применяются в качестве привода для ЭЦН, выпускаются в трёх габаритных группах: 103, 117 и 130 мм, мощностью от 12 до 250 кВт. Выпускается более 60 модификаций ПЭД различной мощности, что позволяет подобрать наиболее оптимальное сочетание двигатель – насос для обеспечения работы установки с максимально возможным коэффициентом полезного действия.

Технология изготовления обуславливает высокое качество и надёжность погружных электрических двигателей производства «АЛНАС».

Применение специальных электротехнических материалов позволяет эксплуатировать погружные двигатели при температуре пластовой жидкости до 120 °С. В специальном термостойком исполнении – до 160 °С.

После сборки на специальных стендах, на которых контролируется качество отдельных узлов, электродвигатель испытывается на станции, в условиях, приближённых к реальным, в том числе с нагревом до рабочих температур. Испытаниям подвергаются 100 % двигателей, после испытаний все они разбираются и тщательно проверяются. Проводится контроль сопротивления изоляции по индексу поляризации.

Погружные электродвигатели ПЭДУК 16-70-103М-2В-5, ПЭДУКС 100-140-103М-2В-5, ПЭ-ДУК 22-140-117М-2В-5, ПЭДУКС 160-180-117М-2В-5 являются обычными асинхронными двигателями. В отличие от серийных укороченные имеют 12 пазов вместо 18, но имеют более низкую температуру нагрева обмотки и не требуют повышенного напряжения питания как двигатели типа РППЭД-я и ПРЭД.

Снижение длины статора по сравнению с серийными ПЭД стало возможным из-за увеличения мощности на роторе в 1,3 раза за счёт применения оптимального профиля статорного железа.

Применение укороченного статора позволило получить двигатели мощностью до 70 кВт в габарите 103, 140 кВт в габарите 117 в едином корпусе, что упрощает монтаж УЭЦН на скважине и повышает надёжность по сравнению с секционными ПЭД, за счёт исключения наиболее слабого стыковочного узла.

Применение укороченного статора позволило получить новый мощностной ряд двигателей в едином корпусе, что упрощает подбор его к насосу и не требует замены существующих на промыслах трансформаторов ТМГН.

Двигатель состоит из одного или нескольких электродвигателей (верхнего, среднего и нижнего мощностью от 63 до 360 кВт) и протектора.

Электродвигатель состоит из статора, ротора, головки с токовводом, корпуса.

Статор выполнен из трубы, в которую запрессован магнитопровод, изготовленный из листовой электротехнической стали.

Гидрозащита предназначена для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя, компенсации изменения объема масла во внутренней полости от температуры электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса.

Разработано два варианта конструкций гидрозащит для двигателей унифицированной серии:

1) открытого типа – П 92; ПК 92; П 114; ПК 114;

2) закрытого типа – П 92Д; ПК 92Д; (с диафрагмой) П 114Д; ПК 114Д.

Однако в ЦДНГ-8 производится пробная эксплуатация наиболее эффективных типов гидрозащит, представленных ниже.

Гидрозащиту выпускают обычного и коррозионностойкого (буква К в обозначении) исполнений. В обычном исполнении гидрозащита покрыта грунтовкой ФЛ-ОЗ-К ГОСТ 9109-81.

Основным типом гидрозащиты для комплектации ПЭД принята гидрозащита открытого типа. Гидрозащита открытого типа требует применения специальной барьерной жидкости плотностью до 2 г/см³, обладающей физико-химическими свойствами, которые исключают её перемешивание с пластовой жидкостью скважины и маслом в полости электродвигателя (рис. 9).

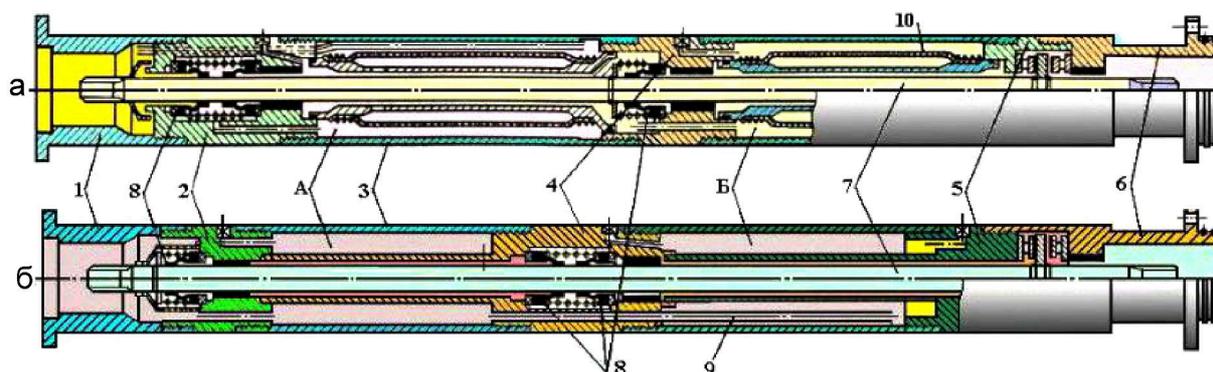


Рисунок 9 – Гидрозащита:

а) открытого типа; б) закрытого типа;

А – верхняя камера; Б – нижняя камера;

1 – головка; 2 – верхний ниппель; 3 – корпус; 4 – средний ниппель; 5 – нижний ниппель; 6 – основание;
7 – вал; 8 – торцовое уплотнение; 9 – соединительная трубка; 10 – диафрагма

Верхняя камера заполнена барьерной жидкостью, нижняя – диэлектрическим маслом. Камеры сообщены трубкой. Изменения объемов жидкого диэлектрика в двигателе компенсируются за счёт перетока барьерной жидкости в гидрозащите из одной камеры в другую.

В гидрозащитах закрытого типа применяются резиновые диафрагмы, их эластичность компенсирует изменение объема жидкого диэлектрика в двигателе (табл. 5).

Таблица 5 – Характеристики гидрозащиты ПЭД

Гидрозащита	Вместимость камер, л		Передаваемая мощность, кВт	Монтажная длина, мм	Масса, кг
	масло МА-ПЭД	барьерная жидкость			
П92, ПК92	5	2	125	2200 ± 5	53
П92Д, ПК92Д	6,5	0,15	125	2200 ± 5	59
П114, ПК114	5	4	250	2300 ± 5	53
П114Д, ПК114Д	8	0,25	250	2300 ± 5	59

Подбор установки УЭЦН для эксплуатации скважины на Первомайском месторождении

Подбор насоса к скважинам по существу сводится к выбору такого типоразмера УЭЦН, чтобы он, будучи спущен в скважину, работал в условиях оптимального или рекомендованного режима при откачке заданного дебита скважины с данной глубины. С учётом:

- 1) коэффициента продуктивности данной скважины (по результатам гидродинамических исследований скважины);
- 2) данных инклинометрии;
- 3) газового фактора;
- 4) давления пластового;
- 5) давления насыщения;
- 6) обводнённости добываемой продукции;
- 7) концентрации выносимых частиц.

Суть метода подбора УЭЦН изложенного ниже заключается в построении гидродинамической характеристики и совмещении её с реальными характеристиками насосов. Точки пересечения характеризуют совместные режимы работы скважины и насоса.

Под гидродинамической характеристикой скважины понимается совокупная характеристика работы пласта и подъёмника, которая выражается графической зависимостью напора (давления) в функции дебита (подачи) $H = f(Q)$.

Забойное давление вычисляется по формуле:

$$P_{заб} = P_{пл} - \frac{Q}{K_{пр}}. \quad (1)$$

Давление на приёме насоса:

$$P_{пн} = P_{заб} - (L_{скв} - H_H) \cdot \rho_{ж} \cdot g, \quad (2)$$

где $\rho_{ж}$ – плотность жидкости в интервале от забоя скважины до приёма насоса;
 $L_{скв}$ – глубина скважины.

Принимая давление на приёме насоса оптимальным $P_{опт}$, вычисляем глубину спуска насоса H_H :

$$H_H = L_{скв} + \frac{10^6 \cdot \left(P_{опт} + \frac{Q}{K_{пр}} - P_{пл} \right)}{\rho_{ж} \cdot g}, \quad (3)$$

Затем по экспериментальным кривым распределения давления в зависимости от обводнённости и устьевого давления определяется давление на выкиде насоса $P_{вых}$ при заданной подаче Q .

Давление P_H , необходимое для подъёма заданного Q на поверхность, рассчитывается по формуле:

$$P_H = P_{вых} - P_{опт}, \quad (4)$$

где $P_{вых}$ – давление на выходе насоса.

При необходимости пересчёта давления P_H в напор выражение (4) записывается в виде:

$$H = \frac{10^6 \cdot (P_{вых} - P_{опт})}{\rho_{ж} \cdot g}. \quad (5)$$

В процессе подбора необходимо руководствоваться принятой в НГДУ методикой. При этом максимальное содержание свободного газа у приёма насоса не должно превышать 25 % для установок без газосепараторов. В случае если по скважине ожи-

дается значительный вынос мехпримесей или отложение солей в насосе, спускать УЭЦН без шламоуловителя запрещается.

Результаты подбора:

- 1) расчётный суточный дебит;
- 2) напор насоса;
- 3) внутренний минимальный диаметр эксплуатационной колонны;
- 4) глубина спуска;
- 5) расчётный динамический уровень;
- 6) максимальный темп набора кривизны в зоне спуска и на участке подвески

УЭЦН.

К особым условиям эксплуатации относятся:

- 1) высокая температура жидкости в зоне подвески;
- 2) расчётное процентное содержание свободного газа на приёме насоса;
- 3) содержание мехпримесей, соли;
- 4) наличие углекислого газа и сероводорода в откачиваемой жидкости заносятся в паспорт-формуляр.

Опасные зоны в колонне, где темпы набора кривизны превышают допустимые нормы, заносятся в паспорт-формуляр при оформлении заявки для ЗАО «АЛНАС-Н».

При подборе УЭЦН необходимо, чтобы скважина после запуска и вывода на режим работала в потенциале. Потенциал скважины определяется по следующей методике.

Стандартный расчёт через $Q_{ж}$, $P_{пл}$, $P_{заб}$ (для работающих скважин).

Исходные данные:

- 1) текущий дебит скважины $Q_{ж}$, м³/сут.;
- 2) пластовое давление $P_{пл}$, атм.;
- 3) забойное давление $P_{заб}$, атм.;
- 4) давление насыщения $P_{нас}$, атм.;
- 5) вязкость нефти в пластовых условиях μ , сПз;
- 6) объёмный коэффициент нефти b ;
- 7) радиус скважины $r_{скв}$, м;
- 8) радиус контура питания R_k , м;
- 9) скин S (определяется по результатам исследований скважин на различных режимах или снятии кривой восстановления давления с помощью программного комплекса WellTest; если подобных исследований не проводилось, скин желательно принимать равным 0).

Расчёт производится по следующей методике:

1. Определяется продуктивность скважины $K_{пр}$:

$$K_{пр} = \frac{Q_{ж}}{P_{пл} - P_{заб}} \text{ при } P_{заб} > P_{нас}; \quad (6)$$

$$K_{пр} = \frac{Q_{ж}}{P_{пл} - P_{нас} + P_{нас} \cdot \frac{1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}}\right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}}\right)^2}{1,8}} \text{ при } P_{заб} < P_{нас}. \quad (7)$$

2. Определяется дебит скважины при $P_{нас} - Q_{нас}$:

$$Q_{нас} = K_{пр} \cdot (P_{пл} - P_{нас}). \quad (8)$$

3. Определяется максимальный дебит скважины Q_{max} :

$$Q_{max} = Q_{нас} + \frac{K_{пр} \cdot P_{нас}}{1,8}. \quad (9)$$

4. Определяется потенциальный дебит скважины $Q_{пот}$ при $P_{заб 50} = 50$ атм., либо если $P_{нас} < 50$ атм., то $P_{заб}$ на 30 % ниже $P_{нас}$:

$$Q_{пот} = Q_{нас} + (Q_{max} - Q_{нас}) \cdot \left[1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{заб\ 50}}{P_{нас}} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{заб\ 50}}{P_{нас}} \right)^2 \right] \quad (10)$$

либо

$$Q_{пот} = K_{пр} \cdot (P_{пл} - P_{нас}) + \left(\frac{K_{пр} \cdot P_{нас}}{1,8} \right) \cdot \left[1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{заб\ 50}}{P_{нас}} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{заб\ 50}}{P_{нас}} \right)^2 \right]. \quad (11)$$

5. Определяется $k \cdot h$ обратным порядком:

$$k \cdot h = K_{пр} \cdot 18,4 \cdot \mu \cdot \beta \cdot \ln \left(\frac{R_k}{r_{скв}} \right) - 0,75 + S. \quad (12)$$

После расчёта обратным порядком, этот параметр должен быть зафиксирован для каждой скважины (если нет более точных данных, например, из WellTest) Для скважин, на которых было проведено ГРП, при расчёте $k \cdot h$ подставляется скин, достигнутый в результате ГРП, для обычных скважин скин берётся равным 0, либо определяется через WellTest. Желательно для большей наглядности ввести дополнительные колонки с датой ГРП и скином.

Если скважина находится в простое и $Q_{ж} = 0$, расчёт производится через предполагаемый режим.

Расчёт через $k \cdot h$ осуществляется следующим образом:

Исходные данные:

- 1) пластовое давление $P_{пл}$, атм.;
- 2) потенциальное забойное давление $P_{заб\ 50}$ (50 атм., либо если $P_{нас} < 50$ атм., то $P_{заб}$ на 30 % ниже $P_{нас}$);
- 3) давление насыщения $P_{нас}$, атм.;
- 4) проницаемость \times нефтенасыщенная мощность $k \cdot h$, мД;
- 5) вязкость нефти в пластовых условиях μ , сПз;
- 6) объёмный коэффициент нефти b ;
- 7) радиус скважины $r_{скв}$, м;
- 8) радиус контура питания R_k , м;
- 9) скин S (определяется по результатам исследований скважин на различных режимах или снятии кривой восстановления давления с помощью программного комплекса WellTest; если подобных исследований не проводилось, скин желательно принимать равным 0).

Расчёт производится по следующей методике:

1. Определяется продуктивность скважины $K_{пр}$:

$$K_{пр} = \frac{k \cdot h}{18,4 \cdot \mu \cdot \beta \cdot \ln \left(\frac{R_k}{r_{скв}} \right) - 0,75 + S}. \quad (13)$$

2. Определяется дебит скважины при $P_{нас} - Q_{нас}$:

$$Q_{нас} = K_{пр} \cdot (P_{пл} - P_{нас}). \quad (14)$$

3. Определяется максимальный дебит скважины Q_{max} :

$$Q_{max} = Q_{нас} + \frac{K_{пр} \cdot P_{нас}}{1,8}. \quad (15)$$

4. Определяем потенциальный дебит скважины $Q_{пот}$ при $P_{заб} = 50$ атм., либо, если $P_{заб} < 50$ атм., то $P_{заб}$ на 30 % ниже $P_{нас}$:

$$Q_{пот} = Q_{нас} + (Q_{max} - Q_{нас}) \cdot \left[1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{заб50}}{P_{нас}} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{заб50}}{P_{нас}} \right)^2 \right] \quad (16)$$

либо

$$Q_{пот} = K_{пр} \cdot (P_{пл} - P_{нас}) + \left(\frac{K_{пр} \cdot P_{нас}}{1,8} \right) \cdot \left[1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{заб50}}{P_{нас}} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{заб50}}{P_{нас}} \right)^2 \right]. \quad (17)$$

Для расчёта потенциального дебита после ГРП необходимо в формулу (14) подставить значение скин фактора = - 4,7.

Если есть данные по продуктивности скважины, то расчёт упрощается и сводится к формуле:

$$Q_{пот} = K_{пр} \cdot (P_{пл} - P_{нас}) + \left(\frac{K_{пр} \cdot P_{нас}}{1,8} \right) \cdot \left[1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{заб50}}{P_{нас}} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{заб50}}{P_{нас}} \right)^2 \right]. \quad (18)$$

Расчёт скин-эффекта после проведения ГРП

Скин-эффект после ГРП рассчитывается исходя из $k \cdot h$ скважины и $K_{пр}$ после ГРП, который рассчитывается аналогично с расчётом до ГРП:

$$S = \frac{k \cdot h}{18,4 \cdot K_{пр} \cdot \mu \cdot \beta - \ln \left(\frac{R_k}{r_{скв}} \right) + 0,75}. \quad (19)$$

Расчёт $P_{заб}$ производится следующим образом:

$$P_{заб} = P_{затр} + \frac{(H_{сп} - H_{дин}) \cdot \rho_n + (H_{вд} - H_{сп}) \cdot \rho_n \cdot \left(1 - \frac{\eta}{100} \right) + \rho_e \cdot \frac{\eta}{100}}{10}, \quad (20)$$

где $P_{затр}$ – затрубное давление, атм.; $H_{вд}$ – глубина до верхних дыр перфорации, м; $H_{дин}$ – динамический уровень, м; ρ_n – плотность нефти в поверхностных условиях, г/см³; ρ_e – плотность пластовой воды, г/см³; η – обводнённость, в %.

Все глубины для расчёта забойного давления берутся по вертикали (табл. 6).

Таблица 6 – Минимально допустимая рабочая частота двигателя

$H_{дин}$, м	Напор УЭЦН по паспорту, м									
	1700	1750	1800	1850	1900	1950	2000	2050	2100	2200
Минимальная частота f , Гц										
400	24,2	23,9	23,5	23,2	22,9	22,6	22,3	22	21,8	21,3
500	27,1	26,7	26,3	25,9	25,6	25,3	25	24,6	24,3	23,8
600	29,7	29,2	28,8	28,4	28	27,7	27,3	27	26,7	26,1
700	32	31,6	31,1	30,7	30,3	29,9	29,5	29,2	28,8	28,2
800	34,2	33,8	33,3	32,8	32,4	32	31,6	31,2	30,8	30,1
900	36,3	35,8	35,3	34,8	34,4	33,9	33,5	33,1	32,7	31,9
1000	38,3	37,7	37,2	36,7	36,2	35,8	35,3	34,9	34,5	33,7
1100	40,3	39,6	39,0	38,5	38	37,5	37	36,6	36,1	35,3
1200	42,3	41,4	40,8	40,2	39,7	39,2	38,7	38,2	37,7	36,9
1300	43,7	43	42,4	41,9	41,3	40,8	40,3	39,8	39,3	38,4
1400	45,3	44,7	44,0	43,5	42,9	42,3	41,8	41,3	40,8	39,8
1500	46,9	46,3	45,6	45	44,4	43,8	43,3	42,7	42,2	41,2
1600	48,5	47,81	47,1	46,4	45,8	45,2	44,7	44,1	43,6	42,6
1700	50	49,28	48,5	47,9	47,2	46,6	46	45,5	44,9	43,9

Анализ причин отказов на скважинах, оборудованных УЭЦН по ЦДНГ-8

За 3 месяца 2015 года на скважинах, оборудованных УЭЦН, произошло 65 преждевременных отказов подземного оборудования (табл. 7).

Таблица 7 – Распределение преждевременных отказов подземного оборудования по ЦДНГ-8 за 3 месяца 2015 года

Причина	Количество отказов	%
ПЭД, гидрозащита	19	29
ЭЦН секции	3	5
кривизна колонны	2	3
соли, мехпримеси, парафин	18	27
Наземное оборудование	1	2
не герметична НКТ	10	15
посадки напряжения	1	2
мех повреждение кабеля	4	6
кабель изоляция 0	6	9
брак ВНР	1	2

В соответствии с очевидно, что основной причиной преждевременных отказов являются ПЭД и гидрозащита, что обусловлено некачественным ремонтом ПЭД, некачественным маслом, слабым на пробой. Также ПЭД для ЭЦН-500 часто имеют неверные фазировки между секциями, в результате происходят «клины» при запуске.

Второй, не менее распространённой причиной преждевременных отказов являются механические примеси. Данная причина выхода УЭЦН из строя является объективной, обусловлена снижением забойного давления до 50 атм. согласно Стандарта Компании, что способствует дополнительному выносу мехпримесей из пласта. Объём выносимой из пласта породы зависит от забойного давления (рис. 10).

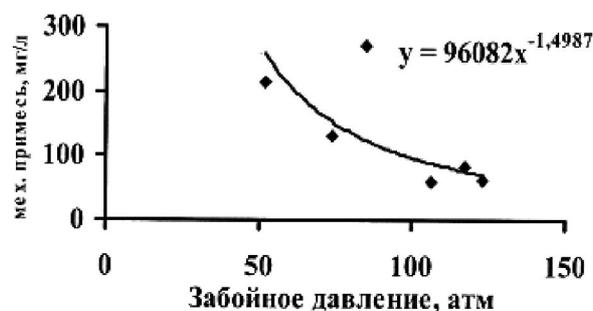


Рисунок 10 – Зависимость выноса мехпримесей от забойного давления

При отказах до 1 месяца сильное влияние оказывает брак ремонта ЭПО (55 %), забивание ЭЦН мехпримесями (35 %), негерметичность лифта НКТ (10 %) (рис. 11).

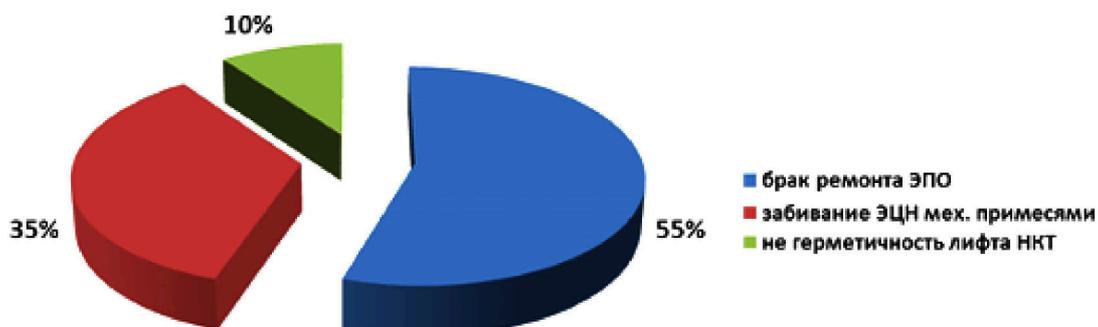


Рисунок 11 – Распределение отказов, в том числе по объективным причинам

Основной причиной выхода оборудования из работы при отказах до 180 сут. является брак при ремонте оборудования ЭЦН (39 %), некорректный подбор либо снижение продуктивности скважин (17 %), влияние кривизны (12 %). На 12 скважинах произведено более 2 ремонтов: из них на № 182 Первомайское, № 969 Первомайское и № 408 Первомайское.

За 2014 год произошло 5 аварий (полёт УЭЦН) на скважинах. Аварии произошли по нескольким причинам, в том числе высокая наработка УЭЦН в скважине (более 900 сут.) полёт по резьбе НКТ, неграмотный монтаж ЭЦН, связанный с установкой монтажного патрубка, запрещённого к эксплуатации. 2 полёта произошло по слому лопастной головки ЭЦН, что характерно для работы в кривизне.

Основными показателями, характеризующими работу фонда скважин, являются межремонтный период (МРП), наработка, наличие и количество часто ремонтируемого фонда – фонда скважин, на которых производились ремонты подземного оборудования от 3 и более раз в год (рис. 12).

Динамика отказов, плановых и фактических показателей МРП и СНО УЭЦН по фонду скважин ЦДНГ-8

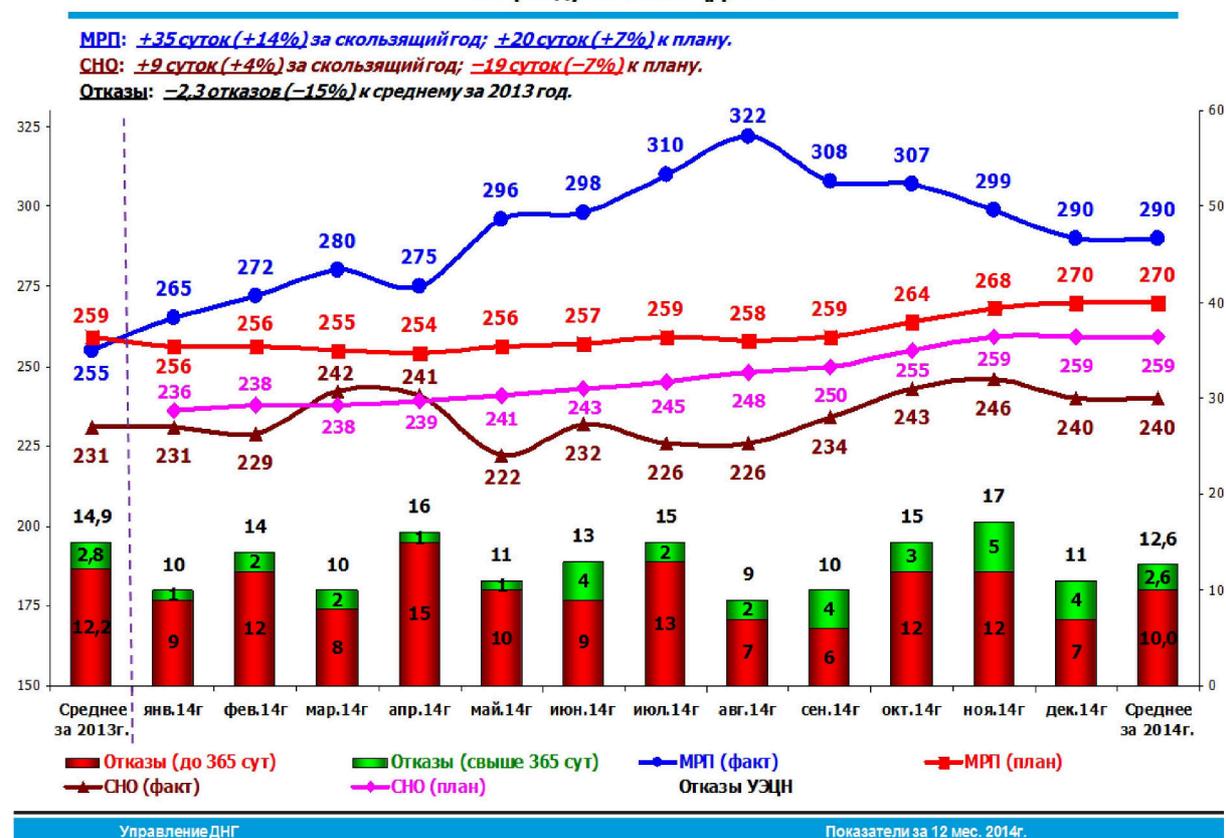


Рисунок 12 – Динамика МРП и СНО по ЦДНГ-8 за 2014 г.

МРП по фонду скважин, оборудованных УЭЦН, за 2014 год увеличилось с 255 до 322 сут., затем опять снизилось до 290 сут. На данный момент МРП составляет 318 сут. Цехом планируется увеличение данного показателя к концу года до 350 сут. Значительное увеличение данного показателя по сравнению с началом года обуславливается тем, что ЦДНГ-8 активно внедряет экспериментальное оборудование – в комплект с УЭЦН фильтр скважинный гидроциклонный щелевой (ФСГЩ) обеспечивает стабильную работу в скважинах, осложненным большим содержанием твердой фазы в виде проппанта и песка. ФСГЩ содержит щелевой фильтр, на байпасной линии которого вместо предохранительного клапана размещен сепаратор гидроциклонного типа. Сбор механических примесей осуществляется в хвостовик или в неперфорированную часть обсаженной трубной скважины.

Таблица 8 – Динамика МРП УЭЦН по ЦДНГ-8

Период	ЭЦН + РЭД			
	отработанное время	отказы	МРП	МРП по скользящему году
2011 год	56306	133	423	423
2012 год	65262	214	305	305
2013 год	66092	173	382	382
2014 год	66719	205	325	325

Падение МРП в 2012 году до уровня 305 сут. объясняется ростом проводимых интенсификаций, сопровождавшихся большим выносом мехпримесей из пласта и последующим снижением эффектов от мероприятий, связанных со снижением притоков. В конце 2013 года фонд скважин, оборудованных УЭЦН был передан новому подрядчику – ЗАО ALNAS-N, который начал внедрять новое оборудование, в связи с чем отмечился рост МРП до 382 сут. по итогам 2013 года. В дальнейшем с переходом на ремонтное оборудование МРП снизилось до 325 сут. по итогам 2014 года. Технологической службой цеха, активно участвующей в программе Повышения Качества совместно с представителями ЗАО ALNAS-N были подробно разобраны и выявлены основные причины данной тенденции к снижению МРП, выработаны соответствующие мероприятия, реализация которых в данный момент производится, и позволит не только удержаться на существующем уровне, но и повысить данный показатель. Цехом планируется в течение 2015 года увеличить МРП до 335 сут.

Часто ремонтируемый фонд скважин ЦДНГ-8 на начало 2012 года составлял 9 скважин оборудованных УЭЦН. По итогам работы за 2013 год данный показатель составил 3 скважины, оборудованные УЭЦН. Этому значительно способствовало внедрение цехом экспериментальных разработок ЗАО ALNAS-N, в частности установок с вентильными двигателями, получившими на фонде ЦДНГ-8 широкое распространение. Нарботка по УЭЦН в течение 2013 года снизилась на 5 сут. Разработаны и внедряются мероприятия по повышению надёжности работы погружного оборудования, которые позволят изменить тенденцию к снижению на растущую.

В частности ЭЦНА-100-1400, отличающиеся меньшей длиной и более гибкими рабочими характеристиками от УЭЦН обычного исполнения, что позволяет активно их использовать в осложнённых условиях, например, на скважинах, имеющих значительную кривизну. Внедряются вентильные УЭЦН-80 с рабочей зоной 60–200 м³/сут. В эксплуатации также находятся новая разработка – ЭЦН-25, имеющие практически аналогичные характеристики с ЭЦН-18. Применяются износостойкие УЭЦН на скважинах, стимулированных ГРП или имеющих высокий вынос мехпримесей. Активно внедряются новые станции АЛСУ-А, позволяющие более эффективно контролировать работу погружного оборудования, своевременно выявлять и устранять проблемы, не способствующие нормальной работе УЭЦН и зарекомендовавшие себя лёгкостью и надёжностью в эксплуатации. Ведётся работа по планомерной замене устаревшего наземного оборудования на новое.

Оптимизация работы фонда скважин по ЦДНГ-8

Перечень скважин на оптимизацию определяется исходя из необходимого соответствия работы скважины и работы установки. В противном случае эксплуатация скважины считается нерациональной. Согласно Стандарта Компании работа скважины должна происходить при забойном давлении 50 атм. Исходя из вышесказанного на оптимизацию выбираются скважины с забойным давлением более 50 атм., с расчётом ожидаемого прироста более 30 % от текущего дебита. По данным критериям выбран следующий перечень скважин (табл. 9).

Таблица 9 – Перечень скважин на оптимизацию

№ скважины	850	829	863
Куст	52	66	56
тип насоса	ЭЦН-79	ЭЦН-159	ЭЦН-79
$H_{сп}$, м	2380	2880	2590
пластовое давление $P_{пл}$, атм.	201	250	228
$H_{дин}$, м	1952	2650	2300
затрубное давление $P_{затр}$, атм.	11	11	10
забойное давление $P_{заб}$, атм.	81	84	80
Фактический режим			
добыча нефти Q_n , тонн/сут.	28,5	60,0	18,3
добыча жидкости $Q_ж$, м ³ /сут.	49	105	55
обводнённость, %	30	31	60
Потенциальный режим			
добыча нефти Q_n , тонн/сут.	47,6	92,8	27,6
добыча жидкости $Q_ж$, м ³ /сут.	82	162	83
Прирост			
добыча нефти Q_n , тонн/сут.	19,1	32,8	9,3
добыча жидкости $Q_ж$, м ³ /сут.	33	57	28

Рассмотрим скважину № 850 куст 52. Оптимизация работы данной скважины стала возможна в результате увеличения притока из пласта, что связано с остановкой соседней по забою скважины № 852 с отбором 52 м³/сут. по причине полета УЭЦН на забой с разрушением эксплуатационной колонны.

Расчёт на программе ROSPUMP показывает, что для данной скважины возможен подбор установки УЭЦНАКИ 5-79-2000 вентильная, коррозионностойкая с газосепаратором МНГСЛ-5Т и станцией управления АЛСУ-В-180. Глубина спуска 2380 м по мере НКТ, расчётный динамический уровень 1952 м, ожидаемое забойное давление 81 атм. При данных параметрах ожидаемый дебит на устье составит 82 м³ или 47,6 тонны по нефти. Таким образом, прирост после проведения ремонтных работ по скважине, направленных на увеличение типоразмера спускаемого УЭЦН составит 19,1 тонн суточной добычи.

По скважине № 829 необходимо провести плановый предупредительный ремонт в связи с тем, что данная установка УЭЦНА-159 работает в течение 495 сут. в данный момент за пределами рабочей зоны УЭЦН такого типоразмера, в связи с чем КПД установки невелик из-за трения текстолитовых нижних шайб о рабочие аппараты, происходит дополнительный нагрев ПЭД, большее потребление электроэнергии и потери по добыче нефти.

Расчёт на программе ROSPUMP показывает, что для данной скважины возможен подбор установки УЭЦНАКИ 5-159-2600, коррозионностойкая с газосепаратором МНГСЛ-5Т и станцией управления АЛСУ-А-180. Глубина спуска 2880 м по мере НКТ, расчётный динамический уровень 2650 м, ожидаемое забойное давление 84 атм. При данных параметрах ожидаемый дебит на устье составит 162 м³ или 92,8 тонн по нефти. Таким образом, прирост после проведения ремонтных работ составит 32,8 тонн суточной добычи.

В соответствии с приведённой методикой ежемесячно составляется перечень скважин и мероприятий под них, направленных на увеличение суточной добычи и поддержанием падающей в связи с истощением и обводнением базовой добычи. Данные мероприятия защищаются и утверждаются Управляющим ОАО «Томскнефть» ВНК.

Заключение

Исходя из проведённого анализа работы фонда скважин, оборудованного УЭЦН можно сделать ряд выводов.

Фонд скважин, оборудованных УЭЦН, в течение 2014 года и за 3 месяца 2015 года вырос на 5 скважин и наблюдается тенденция к его дальнейшему росту. Это связано с тем, что в процессе эксплуатации происходит прорыв подошвенной воды к скважине, имеющей меньшую вязкость по сравнению с нефтью и лучшие фильтрационные характеристики. В результате происходит увеличение потенциала скважины по жидкости, в связи с чем производятся мероприятия по интенсификации отбора из данных скважин для удержания базовой добычи и ввод новых скважин после бурения на 71 кусту Первомайского месторождения.

Анализируя изменение динамики межремонтного периода в течение с 2013 по 2014 гг. наблюдалось падение МРП в течение 2011–2012 года с 423 до уровня 305 сут., которое объясняется ростом проводимых интенсификаций, сопровождавшихся большим выносом мехпримесей из пласта и последующим снижением эффектов от мероприятий, связанных со снижением притоков. В конце 2012 года фонд скважин, оборудованных УЭЦН был передан новому подрядчику – ЗАО ALNAS-N, который начал внедрять новое оборудование, в связи с чем отметился рост МРП до 382 сут. по итогам 2013 года. В дальнейшем с переходом на ремонтное оборудование МРП снизилось до 325 сут. по итогам 2014 года. Технологической службой цеха, активно участвующей в программе Повышения Качества совместно с представителями ЗАО ALNAS-N были подробно разобраны и выявлены основные причины данной тенденции к снижению МРП, выработаны соответствующие мероприятия, например внедрение нового оборудования, такого как УЭЦНА 5-45 «АНАКОНДА», вентильных установок, имеющих меньшую длину на скважинах, осложненных интенсивным набором кривизны, более качественная работа с призабойной зоной пласта, эксплуатационной колонной. Производится внедрение протекторов для защиты кабеля при спускоподъемных операциях и в процессе эксплуатации, внедрение интеллектуальных станций управления, например АЛСУ-А(В)-180, способных контролировать необходимые для анализа работы установки параметры. Реализация данных мероприятий производится, и позволит не только удержаться на существующем уровне, но и повысить МРП. Так, в течение 4 месяцев 2015 года МРП вырос до 335 сут. и следует ожидать, что данная тенденция в дальнейшем сохранится.

Анализ отказов позволил выявить ключевые причины выхода из строя УЭЦН, которыми являются электродвигатель, гидрозащита и механические примеси. Для сокращения отказов данных узлов УЭЦН были проведены комплексные проверки цехов по ремонту подземного оборудования, выявлен ряд нарушений при ремонте ЭПУ, проведены мероприятия по устранению данных нарушений, в результате чего в данный момент можно отметить снижение количества отказов по приведенным выше причинам.

Анализ работы УЭЦН на фонде скважин ЦДНГ-8 позволяет судить о следующем. На долю скважин, оборудованных УЭЦН приходится 99 % добычи цехом, поэтому необходима и ведется постоянная работа по совершенствованию техники и технологии добычи данным способом, анализируется и тщательно разбирается каждый преждевременный выход УЭЦН из строя, ежедневно ведется контроль за состоянием работы фонда скважин. Также анализ показал, что необходима постоянная работа по оптимизации работающего оборудования в связи с изменениями работы как пласта, так и длительно работающего погружного оборудования.

Совокупность всех приведённых в статье мероприятий позволила по итогам работы за 2014 год перевыполнить основной для цеха показатель – план по добыче нефти на 25 тыс. тонн, что составляет 101 % при условии истощения пластов, повышения обводнённости продукции в целом на 5,5 % по месторождению.

Литература:

1. Отчёт о производственной деятельности НГДУ «Томскнефть» ВНК. – 2010–2013 гг.
2. 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.
3. 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.

4. 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.
5. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [и др.]. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
6. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
7. 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.
8. 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.
9. 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.
10. Оптимизация работы установок электроцентробежных насосов на Первомайском нефтяном месторождении. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3ad69b4c53a89521206c26_0.html
11. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов / Д.А. Березовский [и др.] // Нефтяное хозяйство. – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2014. – № 9. – С. 84–86.
12. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А., Даценко Е.Н. Технические средства для обработок скважин с использованием виброволнового воздействия. Скважинные генераторы колебаний // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 1. – С. 139–148.
13. Яковлев А.Л., Кусов Г.В. Физические основы виброволнового воздействия // Сборник статей ЦНС «Международные научные исследования» по материалам VI Международной научно-практической конференции «Проблемы и перспективы современной науки» (25 апреля 2016 года, г. Москва). – М. : Издательство «ISI-journal», 2016. – Часть 2. – С. 75–80.
14. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Построение графических зависимостей и моделирование влияния операций волнового воздействия на степень экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Нефть. Газ. Новации. – Самара : ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2016. – № 4/2016. – С. 31–36.
15. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А., Савенок О.В. Комплексная технология повышения продуктивности и реанимации скважин с использованием виброволнового воздействия // Научный электронный журнал «Бюллетень науки и практики». – № 5 (май) 2016 г. – С. 91–100.
16. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Анализ причин и последствий нарушения экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края : Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (российский и мировой опыт) / Сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции, посвящённой 85-летию доктора технических наук, профессора, академика РАЕН В.И. Кудинова (26-27 мая 2016 года, г. Ижевск). – Ижевск : Издательский дом «Удмуртский университет», 2016. – С. 427–437.
17. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А. Применение технологии акустической реабилитации скважин и пластов для повышения нефтеотдачи на месторождениях ПАО «ЛУКОЙЛ» : Новейшие достижения и успехи развития технических наук / сборник научных трудов по итогам Международной научно-практической конференции (25 июня 2016 года, г. Краснодар). – Краснодар : ООО «Ареал», 2016. – С. 44–48.
18. Яковлев А.Л., Чуйкин Е.П., Савенок О.В. Оценка полноты обеспеченности технологизации при проведении интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Нефть. Газ. Новации. – Самара : ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2016. – № 7/2016. – С. 35–40.
19. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Анализ эффективности применения операций волнового воздействия на месторождениях Краснодарского края в области экологической безопасности // Научно-технический журнал «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса». – М. : ВНИИОЭНГ, 2016. – № 5. – С. 34–39.
20. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Нарушения экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – М. : ВНИИОЭНГ, 2017. – № 1. – С. 50–54.
21. Яковлев А.Л., Панцарников Д.С., Савенок О.В. Анализ методов воздействия на призабойную зону пласта в условиях Самотлорского месторождения // Нефть. Газ. Новации. – Самара : Издательский Дом «Нефть. Газ. Новации», 2017. – № 2/2017. – С. 36–51.
22. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемен Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.

23. 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.

24. Савенок О.В., Лешкович Н.М., Мажник В.И. Анализ обводнённости и методы ограничения водопритоков в нефтегазодобывающих скважинах месторождений острова Сахалин : 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. 255–260.

25. Яковлев А.Л. [и др.]. Анализ применения и рекомендации потокоотклоняющих технологий на Вынгапуровском 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 О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 323–331.

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

27. 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.

28. Анализ эффективности ремонтных работ на скважинах Югидского месторождения / Д.А. Березовский [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 2. – С. 109–137.

29. Анализ эффективности применения технологий водоизоляционных работ в продуктивных пластах Южно-Ягунского месторождения / Сезар Лину Андре [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 3. – С. 208–236.

30. 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). – Nov 2017. – Vol. 2. – Issue 11. – P. 6–11. – e-ISSN 2456-5040. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

31. Яковлев А.Л., Самойлов А.С., Барамбонье Соланж. Анализ химических методов увеличения продуктивности скважин в ОАО «ТНК - Нижневартовск» // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 02. – URL : vsn.esrae.ru/2-8 (дата обращения: 10.11.2017).

32. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Петрушин Е.О. Анализ эффективности проведения потокоотклоняющих технологий на Вынгапуровском нефтегазоконденсатном месторождении // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2017. – № 4. – С. 16–20

33. 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. Report on production activity of NGDU Tomskneft of VNK. – 2010-2013.
2. 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.
3. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal: in 2 volumes: manual. – Krasnodar : Publishing house – South, 2001. – V. 1. – 348 p.
4. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal: in 2 volumes: manual. – Krasnodar : Publishing house – South, 2011. – V. 2. – 348 p.
5. 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.
6. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing house – South, 2013. – 336 p.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – South, 2012–2015. – V. 1–4.

8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – 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 : Publishing house – South, 2016. – 576 p.
10. Optimization of work of installations of electrocentrifugal pumps on Pervomaisk the oil field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3ad69b4c53a89521206c26_0.html
11. Development of physical and chemical models and methods of forecasting of a condition of breeds collectors / D.A. Berezovsky [etc.] // Neftyanoye hozyaystvo. – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2014. – № 9. – P. 84–86.
12. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A., Datsenko E.N. Technical means for processings of wells with use of vibrowave influence. Borehole oscillation generators // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – 2016. – № 1. – P. 139–148.
13. Yakovlev A.L., Kusov G.V. Physical bases of vibrowave influence // Collection of articles of TsNS «International Scientific Research» on materials VI of the International scientific and practical conference «Problems and Prospects of Modern Science» (on April 25, 2016, Moscow). – M. : ISI-journal publishing house, 2016. – Part 2. – P. 75–80.
14. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Creation of graphic dependences and modeling of influence of operations of wave impact on degree of ecological safety at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // Oil. Gas. Innovations. – Samara : LLC Editorial Office of the Magazine Neft. Gaz. Novatsii, 2016. – № 4/2016. – P. 31–36.
15. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A., Savenok O.V. Complex technology of increase in efficiency and resuscitation of wells with use of vibrowave influence // Scientific online magazine «Byulleten Nauki i Praktiki». – No. 5 (May), 2016 – P. 91–100.
16. Yakovlev A.L., Savenok O.V. The analysis of the reasons and consequences of violation of ecological safety at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai: Modern technologies of oil recovery and gas. The prospects of development of a mineral and raw complex (the Russian and international experience) / the Collection of materials of the All-Russian nauch-but-practical conference devoted to the 85 anniversary of the Doctor of Engineering, professor, academician of the Russian Academy of Natural Sciences V.I. Kudinov (on May 26-27, 2016, Izhevsk). – Izhevsk : Udmurt University publishing house, 2016. – P. 427–437.
17. Yakovlev A.L., Shamar Yu.A. Use of technology of acoustic rehabilitation of wells and layers for increase in oil recovery on fields of PJSC Lukoil: The latest developments and progress of development of technical science / collection of scientific works following the results of the International scientific and practical conference (on June 25, 2016, Krasnodar). – Krasnodar : LLC Areal, 2016. – P. 44–48.
18. Yakovlev A.L., Chuykin E.P., Savenok O.V. Otsenka of completeness of security of technologization when carrying out an intensification of oil production on fields of Krasnodar Krai // Oil. Gas. Innovations. – Samara : LLC Editorial Office of the Magazine Neft. Gaz. Novatsii, 2016. – № 7/2016. – P. 35–40.
19. Yakovlev A.L., Savenok O.V. The analysis of efficiency of application of operations of wave influence on fields of Krasnodar Krai in the field of ecological safety // Scientific and technical magazine «Oborudovaniye i Tekhnologii Dlya Neftgazovogo Kompleksa». – M. : VNIIOENG, 2016. – № 5. – P. 34–39.
20. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Violations of ecological safety at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // Environment protection in an oil and gas complex. – M. : VNIIOENG, 2017. – № 1. – P. 50–54.
21. Yakovlev A.L., Pantsarnikov D.S., Savenok O.V. The analysis of methods of impact on a bottomhole zone of layer in the conditions of Samotlor field // Oil. Gas. Innovations. – Samara : Publishing house «Oil. Gas. Innovations», 2017. – 3 2/2017. – P. 36–51.
22. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Dzhozefs Edzhemen Rachael. Technologies and principles of development of multisheeted fields // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – 2017. – No. 1. – P. 33–50.
23. Berezovsky D.A. [etc.]. The analysis of carrying out solyanokislотно processing 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: Publishing house – South, 2017. – V. 2: Development of oil and gas fields. – P. 30–38.
24. Savenok O.V., Leshkovich N.M., Mazhnik V.I. The analysis of water content and methods of restriction of water inflows in oil and gas extraction wells of fields of the island of Sakhalin: 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 : Publishing house – South, 2017. – V. 2: Development of oil and gas fields. – P. 255–260.

25. Yakovlev A.L. [etc.]. The analysis of application and the recommendation the potokootklonyayushchikh of technologies on the Vyngapurovsky 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. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – South, 2017. – V. 2: Development of oil and gas fields. – P. 323–331.

26. Borovik O.V., Savenok O.V. The analysis of overall performance of UETsN on fields of Krasnodar Krai // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – 2017. – № 2. – P. 34–61.

27. 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. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – 2017. – № 2. – P. 62–81.

28. The analysis of efficiency of repair work on wells of the Yugidsky field / D.A. Berezovsky [etc.] // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – 2017. – No. 2. – P. 109–137.

29. The analysis of efficiency of use of technologies of water insulating works in productive layers of the Southern Yagunsky field / César Lina Andrée [etc.] // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – 2017. – № 3. – P. 208–236.

30. 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). – Nov 2017. – Vol. 2. – Issue 11. – P. 6–11. – e-ISSN 2456-5040. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

31. Yakovlev A.L., Samoylov A.S., Barambonie Solange. The analysis of chemical methods of increase in efficiency of wells in JSC Multinational Corporation – Nizhnevartovsk // Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2017. – № 02. – URL : vsn.esrae.ru/2-8 (date of the address: 11/10/2017).

32. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O. The analysis of efficiency of carrying out on-tokootklonyayushchikh technologies on the Vyngapurovsky oil-gas condensate field // the Scientific and technical magazine «Inzhener-neftyanik». – M. : LLC Ai Dee Es Drilling publishing house, 2017. – № 4. – P. 16–20.

33. 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. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – 2017. – № 4. – P. 275–297.