

УДК 622.276

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УЭЦН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ

EFFICIENCY ANALYSIS OF OPERATION BY INSTALLATION OF AN ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMP ON THE FIELDS OF THE KRASNODAR TERRITORY

Боровик Оксана Владимировна

оператор пульта управления
в добыче нефти и газа 5 разряда,
ЦДНГ-3 ООО «РН-Краснодарнефтегаз»
oksana.borovik@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 рассматривается анализ работы скважин, эксплуатируемых УЭЦН на месторождениях Краснодарского края. Приведены основные характеристики, назначение и область применения УЭЦН. Проведён анализ действующего фонда скважин месторождений Абино-Украинское и Зыбза-Глубокий Яр. Сделан подбор установки УЭЦН для эксплуатации скважины на месторождениях Абино-Украинском и Зыбза-Глубокий Яр. Рассмотрены причины отказов оборудования при эксплуатации УЭЦН и анализ ремонтов УЭЦН, не отработавших гарантийный срок.

Ключевые слова: установка электроцентробежного насоса; назначение и область применения УЭЦН; установка электропогружного центробежного насоса; погружной электродвигатель; конструкция односекционного электродвигателя; многоступенчатый насос центробежного типа; привод с регулируемой скоростью.

Borovik Oksana Vladimirovna

Remote control in oil and gas
production operator 5th grade,
Workshop for oil and gas № 3
LLC «Rosneft-Krasnodarneftegas»

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of the technical sciences,
Assistant professor, Professor of
the pulpit oil and gas deal of the name
of the professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university

Annotation. The paper considers the analysis of the operation of wells operated by the ECFP at the fields of the Krasnodar Territory. The main characteristics, purpose and scope of ECFP are given. The analysis of the current well stock of the Abino-Ukrainskoe and Zybza-Gluboky Yar fields is carried out. Selection of the ECFP unit for exploitation of the well at the Abino-Ukrainskoe and Zybza-Gluboky Yar deposits was done. The reasons for equipment failures during operation of the ECFP and the analysis of ECFP repairs that have not fulfilled the warranty period are considered.

Keywords: installation of an electric centrifugal pump; purpose and scope of ECFP; installation of an electric submersible centrifugal pump; submersible motor; design of single-section electric motor; multistage centrifugal pump; variable speed drive.

Общие сведения о месторождениях Краснодарского края

Для проведения сравнительного анализа эффективности использования электроцентробежных насосных установок на месторождениях Краснодарского края были выбраны два месторождения Абино-Украинское месторождение и Зыбза-Глубокий Яр, на которых применяется данный вид эксплуатации действующих скважин.

Абино-Украинское месторождение открыто и введено в разработку в 1956 году. Абино-Украинское газонефтяное месторождение расположено в пределах Крымского и Абинского районов Краснодарского края, в 75 км к юго-западу от г. Краснодара.

Абино-Украинское месторождение находится на обустроенной территории нефтегазодобывающего предприятия ООО «РН-Краснодарнефтегаз», с широко развитой сетью нефтегазосборных коммуникаций, водоводов, линий электропередач, гравийных дорог.

Месторождение Зыбза-Глубокий Яр открыто в 1944 году и введено в промышленную эксплуатацию в 1946 году. Месторождение Зыбза-Глубокий Яр расположено на территории Абинского и Северского районов Краснодарского края.

Основные характеристики, назначения и область применения УЭЦН

Установки погружных центробежных насосов предназначены для откачки из нефтяных скважин, в том числе и наклонных пластовой жидкости, содержащей нефть, воду и газ, и механические примеси. При больших подачах УЭЦН имеют достаточный КПД (до 0,35), позволяющий конкурировать этим установкам со штанговыми установками и газлифтом. Для погружных электроприводных центробежных насосов (ЭЦН) по сравнению с другими системами подъема скважинной продукции характерны большая производительность и глубина установки. Системы добычи ЭЦН занимают весьма малую площадь на дневной поверхности и могут применяться как в наземных, так и в морских скважинах с большим смещением забоя.

В зависимости от количества различных компонентов, содержащихся в откачиваемой жидкости, насосы установок имеют исполнение обычное и повышенной коррозионно-износостойкости. При работе УЭЦН, где в откачиваемой жидкости концентрация механических примесей превышает допустимую 0,1 г/л происходит засорение насосов, интенсивной износ рабочих агрегатов. Как следствие, усиливается вибрация, попадание воды в ПЭД по торцевым уплотнениям, происходит перегрев двигателя, что приводит к отказу работы УЭЦН.

Обычно эти системы лучше всего работают в скважинах с большим дебитом и умеренным забойным давлением, продукция которых не содержит значительные количества газа и твердых примесей. Установки ЭЦН весьма эффективны при дебитах не ниже 1000 м³/сут., хотя способны работать и при более низких дебитах до 40 м³/сут., не предъявляют высоких требований к обслуживанию и устойчивы к коррозионной среде скважин. Межремонтный период работы УЭЦН в скважинах достаточно высок и составляет до 600 сут.

Установки ЭЦН состоят из погружных и наземных узлов. Для любой установки требуются оба типа узлов. Ниже описывается каждый узел, начиная со скважинных. Типичная установка ЭЦН показана на рисунке 1.

Скважинный насос имеет от 80 до 400 ступеней. Жидкость поступает через сетку в нижней части насоса. Погружной электродвигатель маслозаполненный и герметизированный, во избежание попадания в него пластовой воды устанавливается узел гидрозащиты. Электроэнергия с поверхности подается по круглому кабелю, а около насоса по плоскому. При частоте тока 50 Гц частота вращения вала двигателя синхронная и составляет 3000 мин.⁻¹ и 2800–2950 мин.⁻¹ (с учетом скольжения). Трансформатор используют для повышения напряжения тока от 380 до 400–2000 В. Станция управления имеет приборы, показывающие напряжение и силу тока, что позволяет отключить установку в ручном или автоматическом режиме. Колонна НКТ оборудуется обратным и сливным клапанами. Обратный клапан удерживает жидкость в НКТ при остановках насоса, что облегчает запуск установки, а сливной освобождает НКТ от жидкости перед подъемом установки при установленном обратном клапане.

Условное обозначение установок:

УЭЦН – К 5-180-1200, насос – У 2 ЭЦН И 6-350-1100,

где У – установка; 2 – вторая модификация; Э – с приводом от погружного электродвигателя; Ц – центробежный; Н – насос; К – повышенной коррозионной стойкости; И – повышенной износостойкости; М – модульного исполнения; 6 – группы насосов; 180, 350 – подача, м³/сут.; 1200, 1100 – напор, м в.ст.

В зависимости от диаметра эксплуатационной колонны и максимального поперечного габарита погружного агрегата применяют ЭЦН различных групп – 5, 5а, 6: установка группы 5 с поперечным диаметром не менее 121,7 мм; установки группы 5а с поперечным габаритом 124 мм – в скважинах внутренним диаметром не менее 148,3 мм. Насосы также подразделяют на три условные группы – 5, 5а, 6: диаметры корпусов группы 5 – 92 мм, группы 5а – 103 мм и группы 6 – 114 мм.

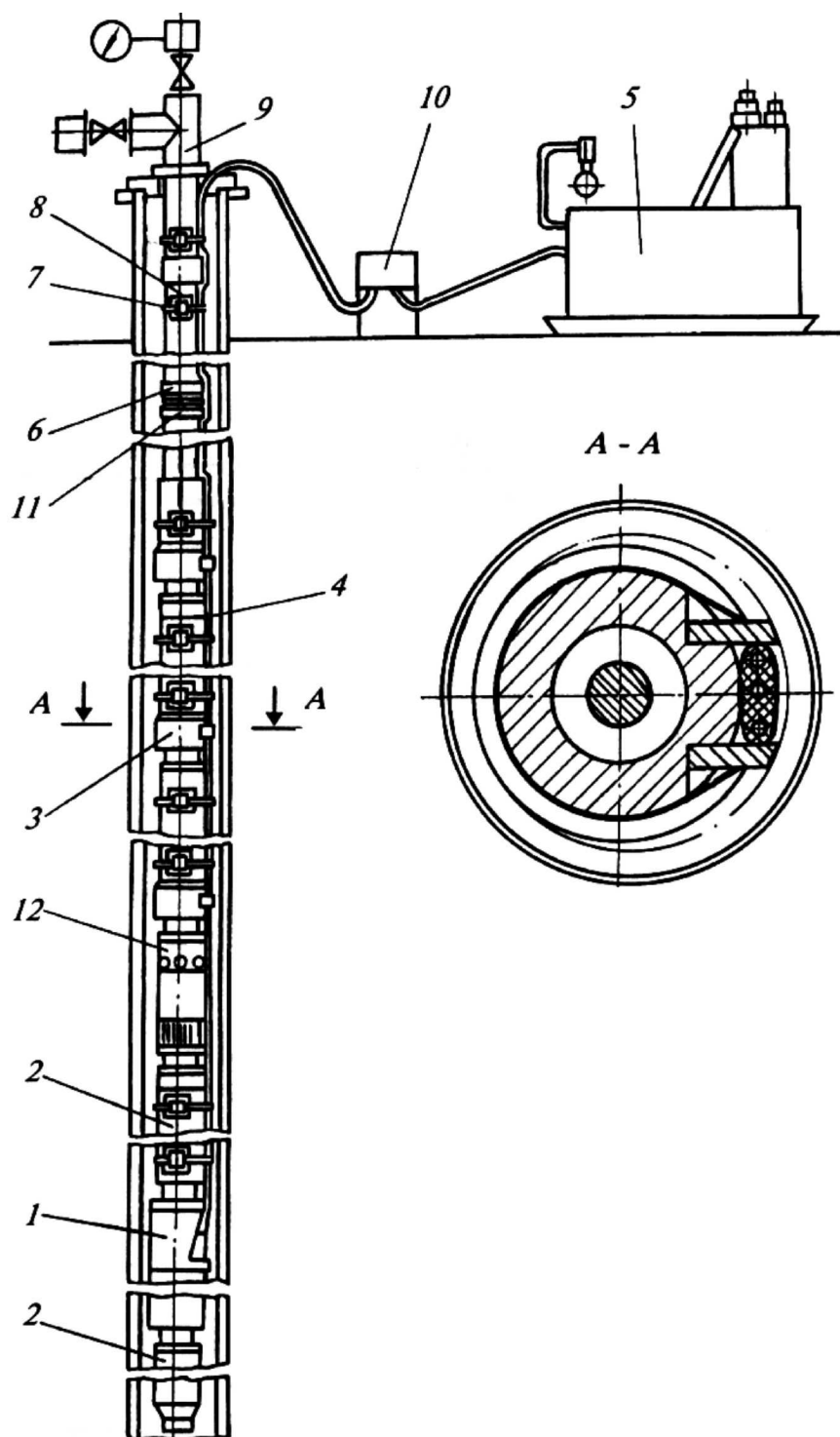


Рисунок 1 – Установка электропогружного центробежного насоса:

1 – электродвигатель; 2 – гидрозашита; 3 – насос; 4 – кабель; 5 – КТППН; 6 – клапан сливной; 7 – пояс; 8 – НКТ; 9 – устьевое оборудование; 10 – клеммная коробка; 11 – клапан обратный; 12 – газосепаратор

Погружной электродвигатель (ПЭД)

ПЭД является неотъемлемой частью установки ЭЦН. Применяются двухполюсные трёхфазные асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором. Номинальная скорость двигателя 3500 об./мин. при 60 Гц и 2917 об./мин. при 50 Гц. Двигатель заполнен минеральным маслом высокой степени очистки с высокой диэлектрической прочностью и достаточной теплопроводностью, обеспечивающим смазку подшипников.

В стандартных двигателях применяются фиксированные упорные подшипники (подпятники). Назначение подпятника – воспринимать нагрузку от ротора двигателя. В высокотемпературных (свыше 250 °F) скважинах применяются двигатели с подпятни-

ками другого типа. Тепло, образующееся при работе двигателя, передаётся скважинной жидкости, проходящей мимо корпуса двигателя. Поскольку двигатель при работе нуждается в потоке жидкости для охлаждения, обычные ЭЦН с двигателем без кожуха всегда должны устанавливаться выше перфорационных отверстий или продуктивной зоны.

Двигатели выпускаются четырёх различных диаметров (типоразмеров): 3,75; 4,56; 5,41 и 7,38 дюймов. Поэтому они могут применяться только при диаметре эксплуатационной колонны не менее 4,50 дюймов. Мощность двигателей при питании переменным током частотой 60 Гц варьируется от 7,5 л.с. для 3,75-дюймовых двигателей до 1200 л.с. для 7,38 дюймовых. Конструкция двигателя может быть односекционной или в целях достижения необходимой мощности состоять из нескольких секций, скрепляемых между собой болтами. Двигатели выбираются исходя из максимального диаметра, при котором насосная установка может быть беспрепятственно спущена в скважину, и требуемой мощности.

Электродвигатель (рис. 2) состоит из статора 1, ротора 3, головки 5, основания 10 и узла токоввода 9.

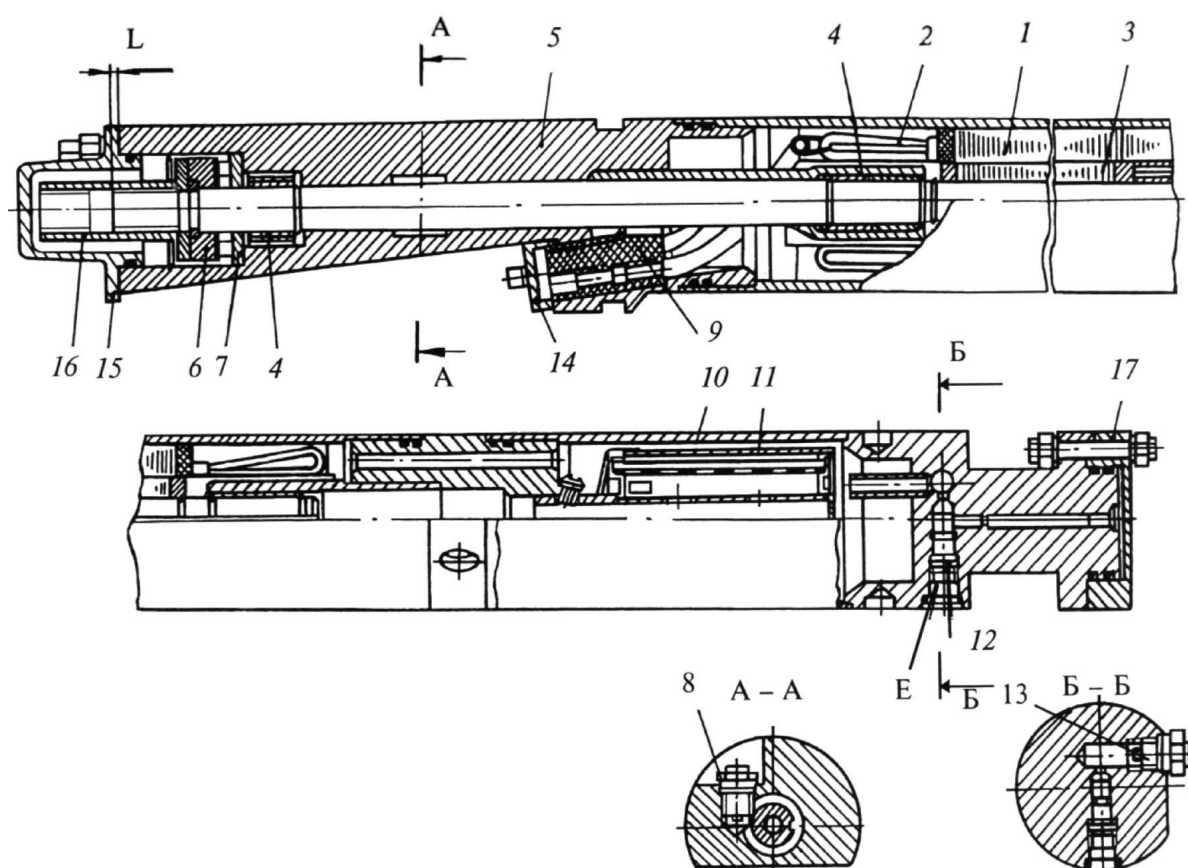


Рисунок 2 – Конструкция односекционного электродвигателя:

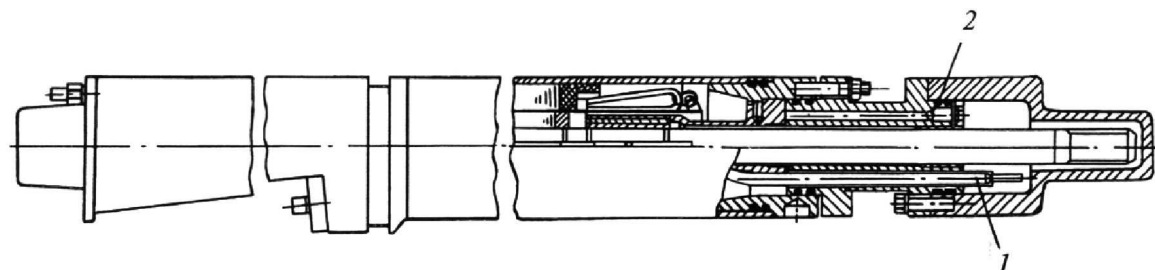
- 1 – статор; 2 – обмотка статора; 3 – ротор; 4 – втулка подшипника; 5 – головка; 6 – пята;
- 7 – подпятник; 8 – клапан обратный; 9 – колодка; 10 – основание; 11 – фильтр;
- 12 – клапан перепускной; 13 – клапан обратный; 14 – крышка кабельного ввода;
- 15 – крышка верхняя; 16 – муфта шлицевая; 17 – крышка нижняя

Статор 1 представляет собой выполненный из специальной трубы корпус, в который запрессован магнитопровод из листовой электротехнической стали. В пазы статора уложена трёхфазная протяженная обмотка из специального обмоточного провода. Фазы обмотки соединены в звезду.

Внутри статора размещается ротор 3, представляющий собой набор пакетов, разделённых между собой промежуточными подшипниками, последовательно надетыми на вал. Вал ротора выполнен пустотелым для обеспечения циркуляции масла. Пакеты ротора набраны из листовой электротехнической стали. В пазы пакетов вставлены медные стержни, сваренные по торцам медными кольцами.

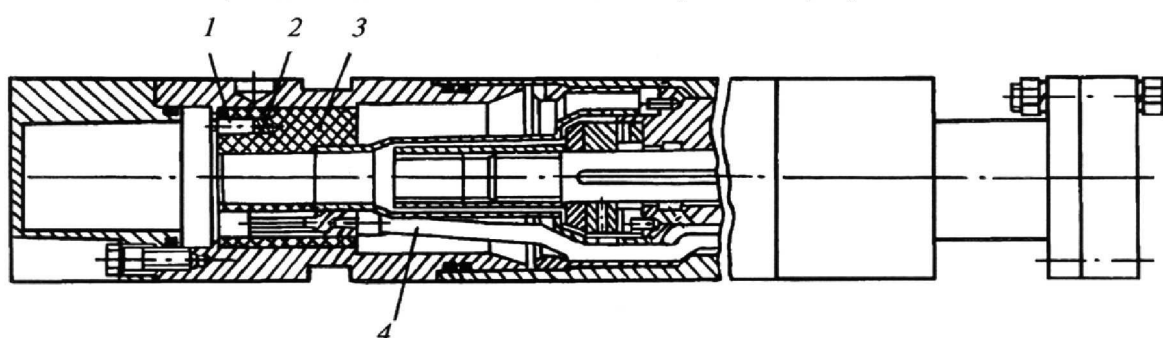
В головке электродвигателя размещён узел упорного подшипника 6, который воспринимает осевые нагрузки от веса ротора. В нижней части электродвигателя расположено основание 10, в котором размещён фильтр 11 для очистки масла.

Секционные двигатели (рис. 3) состоят из верхней и нижней секций, которые соединяются при монтаже двигателя на скважине.



Верхняя секция секционного электродвигателя:

1 – провод выводной с наконечником; 2 – шариковый перепускной клапан



Нижняя секция секционного электродвигателя:

1 – стопор; 2 – пружина; 3 – колодка межсекционная; 4 – провод выводной с гильзой

Рисунок 3 – Секционный двигатель

Каждая секция состоит из статора и ротора, устройство которых аналогично односекционному электродвигателю. Электрическое соединение секций между собой последовательное, внутреннее и осуществляется с помощью трёх наконечников. При стыковке секций обеспечивается герметичное соединение.

При подаче напряжения по кабелю вал двигателя приводится во вращение и через шлицевую муфту вращает вал насоса.

Гидравлическая защита ПЭД (протектор)

Главным назначением протектора является защита масла в двигателе от попадания скважинной жидкости при равновесии давления в скважине и внутреннего давления в двигателе. Существуют два типа конструкции протектора – с принудительным уплотнением и с лабиринтным уплотнением. Принудительное уплотнение осуществляется эластичным, не пропускающим жидкости материалом, который допускает тепловое расширение жидкостей при работе двигателя и в то же время разобцает скважинную жидкость и масло в двигателе. В лабиринтном уплотнении для предотвращения проникновения скважинной жидкости в двигатель используется различие удельных весов скважинной жидкости и моторного масла. Жидкость и масло сообщаются друг с другом через каналы, соединяющие разобцаемые камеры.

Протектор выполняет следующие основные четыре функции:

- 1) соединяет между собой корпуса и валы насоса и двигателя;
- 2) несёт в себе упорный подшипник, воспринимающий осевое усилие от вала насоса;
- 3) разобцает масло в двигателе и скважинную жидкость, позволяя в то же время уравнивать давления в скважине и в двигателе;
- 4) воспринимает тепловое расширение масла во время работы двигателя и сжатие масла из-за охлаждения после остановки.

Протектор гидрозащиты типа Г (рис. 4) состоит из головки, верхнего, среднего и нижнего ниппелей, верхнего и нижнего корпусов и основания, соединённых между собой резьбовыми соединениями.

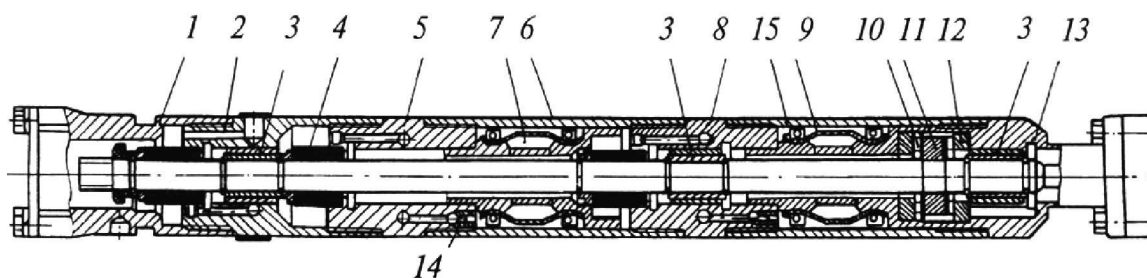


Рисунок 4 – Конструкция протектора гидрозащиты типа Г:

- 1 – головка; 2 – ниппель верхний; 3 – подшипник; 4 – торцевое уплотнение;
 5 – ниппель; 6 – корпус верхний; 7 – диафрагма верхняя; 8 – ниппель нижний;
 9 – диафрагма нижняя; 10 – подпятник верхний; 11 – пята; 12 – подпятник нижний;
 13 – основание; 14 – клапан обратный; 15 – корпус нижний

Приём насоса и газосепаратор

Существует три типа приёмной части насосов: обычный приём, неподвижный газосепаратор и газосепаратор, снабжённый ротором.

Объёмное содержание свободного газа на приёме насоса не должно превышать 10–15 %. Обычный приём насоса имеет несколько достаточно крупных отверстий, позволяющих жидкости поступать в нижнюю ступень насоса. Приёмные части некоторых моделей насосов оснащаются сетками, задерживающими крупные частицы механических примесей. Неподвижный газосепаратор – приём с изменением направления потока жидкости. Такой сепаратор в большинстве случаев отделяет до 20 % (по объёму) свободного газа. Жидкость движется вверх по наружной окружности газосепаратора, а затем для поступления в отверстия сепаратора должна изменить направление своего движения. Жидкость, изменив направление движения, идёт вниз и поступает на приёмное рабочее колесо. Часть газа отделяется и, перемещаясь вверх, выходит в кольцевое пространство. Жидкость вместе с оставшимся газом проходит через приёмное рабочее колесо и перемещается вверх к первой ступени насоса.

Роторный газосепаратор в определённых условиях отделяет до 90 % газа и должен применяться, когда объёмное содержание свободного газа на приёме насоса превышает 20 %, если в жидкости не содержатся абразивные примеси. Использование вращающегося газосепаратора должно быть рассмотрено со всей тщательностью. Хотя он и весьма эффективен, возможность срыва подачи насоса из-за газовой пробки остаётся. Если давление на приёме насоса снижается настолько, что развивается пробковый режим течения пластовой жидкости, то в некоторые моменты времени на приёме насоса будет только свободный газ, который будет поступать в насос в эти моменты времени, несмотря на наличие газосепаратора.

ЭЦН – многоступенчатый насос центробежного типа

Каждая ступень состоит из рабочего колеса и диффузора (направляющего аппарата). Рабочее колесо крепится на валу шпонкой и вращается с той же скоростью, что и вал двигателя. Центробежные силы вынуждают жидкость перемещаться от центральной части рабочего колеса к периферии. При этом жидкость приобретает кинетическую энергию.

Модуль-секция насоса (рис. 5) состоит из корпуса 1, вала 2, пакетов ступеней (рабочих колёс 3 и направляющих аппаратов 4), верхнего подшипника 5, нижнего подшипника 6, верхней осевой опоры 7, головки 8, основания 9, двух рёбер 10 (служат для защиты кабеля от механических повреждений) и резиновых колец 11, 12 и 13.

Направляющий аппарат неподвижен; его функция – направлять поток жидкости от одного рабочего колеса к следующему и преобразовывать часть кинетической энергии жидкости в энергию давления (потенциальную энергию).

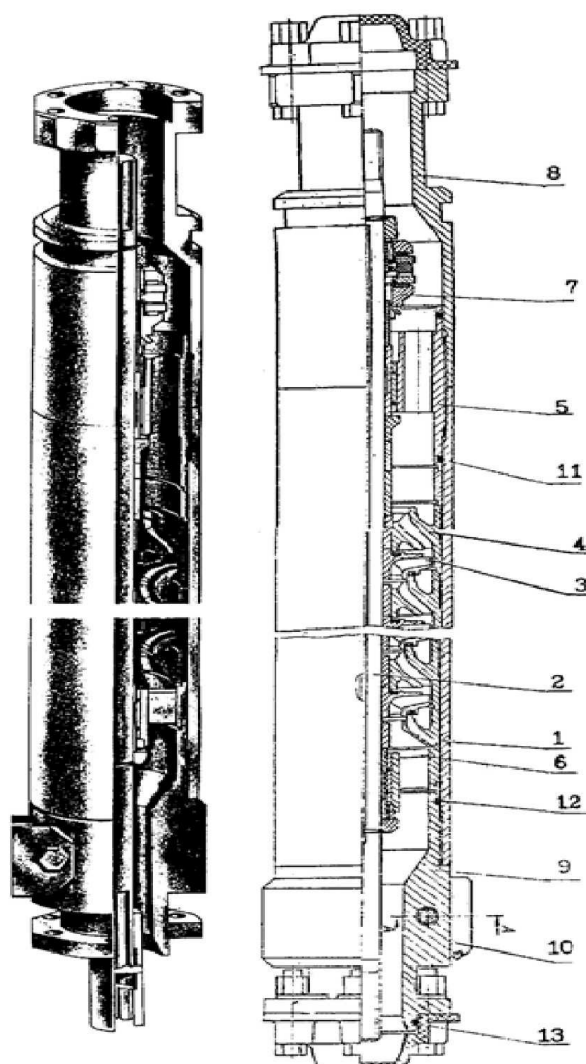


Рисунок 5 – Схема модуля-секции насоса:

1 – корпус; 2 – вал; 3 – колесо рабочее; 4 – аппарат направляющий; 5 – подшипник верхний;
6 – подшипник нижний; 7 – опора осевая верхняя; 8 – головка; 9 – основание; 10 – ребро;
11, 12, 13 – кольца резиновые

Ступени насоса (рабочие колёса с направляющими аппаратами) заключены в стальной корпус (трубу). Когда резьбовые крышка и основание навинчиваются на корпус, они прижимают наружные края диффузоров. Сила трения при этом удерживает направляющие аппараты в неподвижном состоянии. Если по какой-либо причине сила прижатия уменьшается, то направляющие аппараты могут начать вращаться. При этом насос резко снижает подачу и напор, а вращение направляющих аппаратов приводит к катастрофическому износу насоса.

Рабочие колёса имеют закрытую конструкцию: криволинейные лопасти заключены между дисками, один из которых имеет входное отверстие для перекачиваемой жидкости, а другой связан со ступицей колеса и передаёт на лопасти крутящий момент от вала насоса. Максимальный КПД колёс зависит от их типа и конструкции и обычно растёт с увеличением объёмной подачи. Рабочий КПД зависит от отношения текущей подачи насоса к расчётной.

Жидкость поступает в центральную часть рабочего колеса. Лопасти и диски рабочего колеса образуют каналы, по которым движется жидкость. Объём перекачиваемой за единицу времени жидкости (т.е. подача жидкости) определяется объёмом рабочего колеса или объёмом между верхним и нижним дисками и частотой вращения колеса.

В скважинных погружных насосах применяются рабочие колёса двух типов – с радиальным и смешанным (радиально-осевым) направлением потока жидкости. Насосы с радиальными ступенями обычно имеют подачу от 30 до 400 м³/сут. Радиальная

ступень является плоской и при таких небольших величинах подачи обладает наибольшим КПД по сравнению с другими типами. Диапазон подачи радиально-осевых колёс варьируется примерно от 270 до 6400 м³/сут.

Износ и коррозия насосов могут быть уменьшены применением коррозионно-стойких материалов – рабочих колёс из коррозионностойкого чугуна, неметаллических формованных рабочих колёс из полифенилен сульфида (ритона) и диффузоров с молибден-никелевым покрытием. Большой частью рабочие колёса изготавливаются из коррозионностойкого чугуна. Корпусы, крышки и основания насосов, протекторов и двигателей, если к ним не предъявляются особые требования, изготавливаются из углеродистой стали.

Оборудование, эксплуатируемое в коррозионной среде, должно иметь коррозионностойкое покрытие либо корпусы должны изготавливаться из специальной ферритной стали. Многоступенчатые насосы могут собираться с плавающей или фиксированной посадкой рабочих колёс в зависимости от того, как уравнивается осевое усилие ротора насоса.

Станция управления

Представляет собой устройство управления погружным электродвигателем. Обычные станции способны работать с напряжениями от 600 до 4800 В. Корпусы всех станций относятся к классу XEMA 3 R, пригодному для эксплуатации практически при всех условиях наружной среды. По степени сложности станции управления варьируются от простого пускателя и прерывателя двигателя до чрезвычайно сложных устройств слежения и управления.

Существует два основных типа конструкций станций управления: электромеханические и полупроводниковые. Электромеханические станции управления обеспечивают максимальную токовую защиту с помощью трёх магнитных реле максимального тока с обратозависимой выдержкой времени с кнопочным управлением и ручным сбросом. Минимальная токовая защита обеспечивается триодными тиристорами. Эти средства обеспечивают защиту погружного скважинного оборудования от повреждений, вызываемых такими обстоятельствами, как превышение подачи насоса над притоком из скважины, срыв подачи из-за газовой блокировки, утечки в трубах и отключения. Полупроводниковые станции управления содержат блок управления двигателем (такой как Vortex или Eliminator). Назначение блока управления двигателем – защита погружного узла путём контроля и отключения питания в случае, если потребляемый ток выходит за установленные пределы. Контроль тока осуществляется по каждой фазе кабеля питания. Ценной является возможность применения регистрирующего амперметра, функцией которого является запись величины потребляемого тока на круговой диаграмме. Диаграмма амперметра показывает нормальность или ненормальность условий работы погружного узла. Ненормальные условия могут наступить, когда приток к скважине не соответствует подаче насоса или при низком качестве питания двигателя насоса. Ненормальные условия регистрируются на диаграмме амперметра в виде флуктуаций напряжения первичной линии питания, пиков, провалов и изменчивых значений тока. В последние годы станции управления всё чаще оснащаются специальными контроллерами, обеспечивающими автоматизацию управления работой погружного насосного агрегата. Указанные контроллеры имеют связь (кабельную или радиосвязь) с компьютерными системами в офисных помещениях нефтедобывающих компаний.

Привод с регулируемой скоростью (Variable Speed Drive – VSD)

Сложное устройство управления двигателем, выполняющее три различные функции:

- 1) он изменяет подачу ЭЦН, регулируя обороты двигателя;
- 2) защищает погружное оборудование от помех в электропитании;
- 3) обеспечивает плавный пуск двигателя.

Ниже более подробно рассматривается каждая из этих функций.

VSD изменяет подачу ЭЦН путём регулировки оборотов двигателя. При изменении частоты переменного тока, питающего двигатель (а тем самым и оборотов двигателя), в линейной зависимости изменяется и подача насоса. Таким образом, можно оптимизировать добычу из скважины, уравнив подачу насоса с притоком к скважине. Этот способ применим как при долгосрочных изменениях в коллекторе, так и при крат-

кросрочных изменениях притока в скважинах с высоким газожидкостным фактором. При этом может быть исключена необходимость смены насоса для адаптации его подачи к изменяющимся скважинным условиям, а также продлён срок непрерывной работы путём исключения проблем циклического характера. Такая функциональность полезна также при определении продуктивности новых скважин посредством регистрации забойных давлений и дебитов в интервале величин депрессии на пласт. Изменение частоты напряжения электропитания может осуществляться вручную или автоматически. VSD может работать автоматически в режиме «замкнутого цикла» под управлением программируемого контроллера и датчиков давления.

Привод с регулируемой скоростью также защищает погружной двигатель от флуктуации качества электропитания. Он сравнительно нечувствителен к дисбалансу и нестабильности входного напряжения, обеспечивая при этом стабильное и сбалансированное выходное напряжение. VSD не пропускает на двигатель флуктуации напряжения, но сам может быть выведен из строя этими флуктуациями. Большинство операторов установок ЭЦН предпочитают, конечно же, ремонтировать наземное оборудование, чем поднимать и спускать погружное оборудование. В определённых пределах VSD улучшает качество питания, преобразуя входной переменный ток в постоянный и вновь восстанавливая синусоидальный переменный ток.

Способность VSD осуществлять плавный пуск даёт ей два основных преимущества. Во-первых, уменьшается пусковой ток. Во-вторых, деформация вала насоса (и связанных с ним узлов) существенно ниже, чем при обычном пуске. Плавный пуск полезен при высоком содержании газа и песка в продукции скважины. В некоторых случаях плавное доведение оборотов насоса до рабочих органов способствует устранению повреждения насоса.

Трансформаторы

В установках ЭЦН могут применяться в трёх различных конфигурациях: три однофазных трансформатора, обычные трёхфазные трансформаторы и трёхфазные автотрансформаторы. Трансформаторы необходимы в связи с тем, что напряжение в сети питания обычно не соответствует напряжению питания погружного электродвигателя. В установках наземного базирования используются масляные трансформаторы с естественным охлаждением. В установках морского базирования, когда применение масляных трансформаторов не допускается, используются сухие трансформаторы.

Система погружной (скважинной) телеметрии

Обеспечивает оператора точными данными о давлении и температуре в скважине. Система состоит из двух узлов: скважинных датчиков и наземного считывающего устройства. Скважинные датчики электрически соединены с двигателем и крепятся к его основанию (или к головке). Значения давления и температуры передаются на считывающее устройство через обмотки двигателя и кабель питания модуляцией на несущей частоте. Датчик получает питание от нейтральной обмотки двигателя, поэтому может работать даже при остановленном двигателе. Основной функцией измерителя давления является определение потенциала дебита скважины. Для этого определяют статическое и динамическое пластовое давления. Сопоставляя изменение давления с данным значением дебита, можно точно оценить численно характеристику притока скважины. Это, в свою очередь, позволяет подобрать оборудование, оптимизирующее добычу из скважины.

Кабельная линия предназначена для подачи электрического напряжения переменного тока к погружному электродвигателю установки. Кабельная линия состоит из основного питающего кабеля (круглого или плоского) и соединённого с ним плоского кабеля-удлинителя с муфтой кабельного ввода.

Соединение основного кабеля с кабелем-удлинителем обеспечивается неразъёмной соединительной муфтой (сросткой). Для получения требуемой длины с помощью сростки могут быть также соединены участки основного кабеля. Кабель-удлинитель имеет уменьшенные по сравнению с основным кабелем наружные размеры. Муфта кабельного ввода обеспечивает герметичное присоединение кабельной линии к погружному электродвигателю.

Кабельная линия

При транспортировании и хранении располагается на специальном барабане, используемом также при спусках и подъёмах установок на скважинах, профилактиче-

ских и ремонтных работах с кабельной линией. Кабельные линии для установок УЭЦН изготавливаются по техническим условиям.

В качестве основных используются кабели марок КПБК и КПБП с полиэтиленовой изоляцией, предназначенные для работы при температурах окружающей среды до 90 °С. Допускается взамен кабелей КПБК и КПБП использование кабелей марок КППБК и КППБП, предназначенных для работы при температуре окружающей среды до 95 °С. Муфта кабельного ввода изготавливается на конце кабеля-удлинителя, присоединяемом к погружному электродвигателю.

Конструкции кабелей КПБК (круглого) и КПБП (плоского) показаны на рисунке 5.

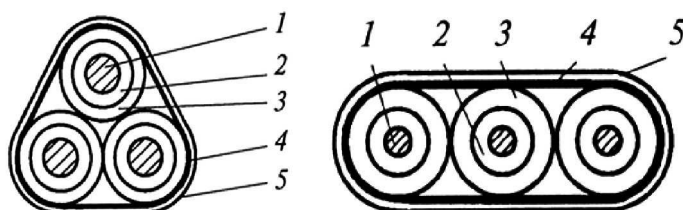


Рисунок 5 – Конструкция кабелей:

- 1 – медная однопроволочная жила; 2 – первый слой изоляции из полиэтилена высокой плотности;
- 3 – второй слой изоляции из полиэтилена высокой плотности;
- 4 – подушка из прорезиненной ткани или равноценных заменяющих материалов;
- 5 – броня из стальной оцинкованной ленты S-образного профиля (для кабеля КПБК) или ступенчатого профиля (для кабеля КПБП)

Герметизация устья

Осуществляется устьевой арматурой или устройством для подвески НКТ. Устьевая арматура обеспечивает герметизацию ввода в скважину НКТ и кабеля питания. Обвязка устья скважины производится по типовой схеме оборудования устья скважин при способе добычи с помощью УЭЦН (рис. 6).

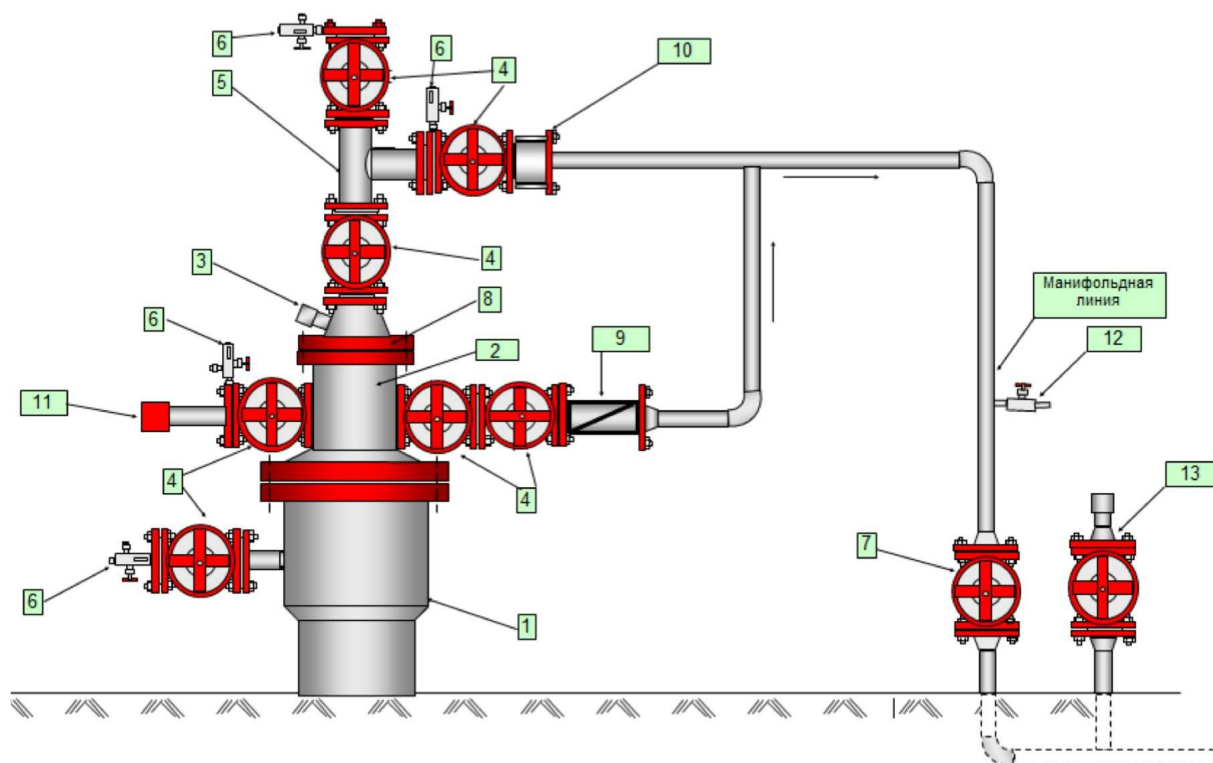


Рисунок 6 – Типовая схема обвязки устья скважины при способе добычи УЭЦН:

- 1 – колонная головка (колонный фланец); 2 – крестовина; 3 – кабельный ввод;
- 4 – задвижка ЗМС 65×21 (ЗФК); 5 – тройник фланцевый 65×210; 6 – вентиль игольчатый;
- 7 – манифольдная задвижка; 8 – планшайба с кабельным вводом; 9 – обратный клапан;
- 10 – штуцерная камера; 11 – исследовательский патрубок 2" с заглушкой; 12 – пробоотборник;
- 13 – технологическая задвижка (ЗМС Ду65 Ру210)

Соединительная коробка

Соединяет скважинный кабель и кабель, идущий от станции управления. Она необходима для выпуска в атмосферу газа, который может подниматься из скважины по кабелю. Это предотвращает накопление газа в станции управления и образование взрывоопасной среды. Соединительная коробка обязательна для всех установок ЭЦН.

Анализ действующего фонда скважин месторождений Абино-Украинское и Зыбза-Глубокий Яр

Лицензионное соглашение на разработку, а также вся необходимая документация по месторождениям Абино-Украинское и Зыбза-Глубокий Яр принадлежит предприятию Краснодарского края ООО «РН-Краснодарнефтегаз». Разработку данных месторождений осуществляет ЦДНГ-3 (цех по добыче нефти и газа № 3).

Электроцентробежными насосами эксплуатируются скважины с дебитом по жидкости от 8 до 200 м³/сут. Эксплуатационный фонд, оборудованный этими погружными установками на месторождениях Абино-Украинском и Зыбза-Глубокий Яр, на 01.01.2016 г. составляет 20 скважин или 7 % от всего действующего фонда скважин. За год фонд скважин, оборудованных ЭЦН, увеличился на 4 единицы. В таблице 1 приведен весь эксплуатационный фонд анализируемых месторождений (в том числе бездействующий; скважин, находящихся под консервацией, и скважин, ожидающих перевода в нагнетательные скважины).

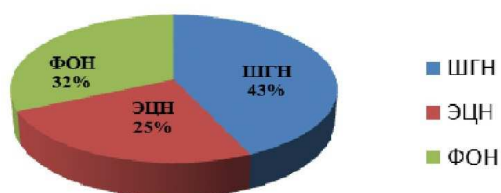
Таблица 1 – Динамика действующего фонда скважин

Фонд скважин	на 01.01.2015 г.	на 01.01.2016 г.	на 01.06.2016 г.
Эксплуатационный	305	304	311
Действующий	276	281	290
Дающий продукцию	186	180	172
Из них УЭЦН	14	16	20
Абино-Украинское	8	9	11
Зыбза-Глубокий Яр	6	7	9
Простаивающий	96	101	118
Бездействующий	23	23	21

Низкий процент эксплуатации скважин УЭЦН связан с тем, что данные месторождения перешли на позднюю стадию разработки и характеризуются ростом геологических и технологических факторов, влияющих на работу электроцентробежного насоса.

Долевое соотношение действующего фонда по видам эксплуатации скважин для каждого месторождения показано на рисунке 7.

Доля УЭЦН от нефтедобывающих скважин месторождения Абино-Украинского



Доля УЭЦН от нефтедобывающих скважин месторождения Зыбза-Глубокий Яр



Рисунок 7 – Доля УЭЦН от нефтедобывающих скважин

Из рисунка 7 можно сделать выводы, что на Абино-Украинском месторождении 25 % от общего фонда скважин эксплуатируется установками УЭЦН, по месторождению Зыбза-Глубокий Яр – всего 6 % от общего фонда скважин.

На рисунках 8 и 9 приведён анализ добычи жидкости и нефти по месторождениям Абино-Украинское и Зыбза-Глубокий Яр в целом добывающими скважинами и скважинами с установками УЭЦН.

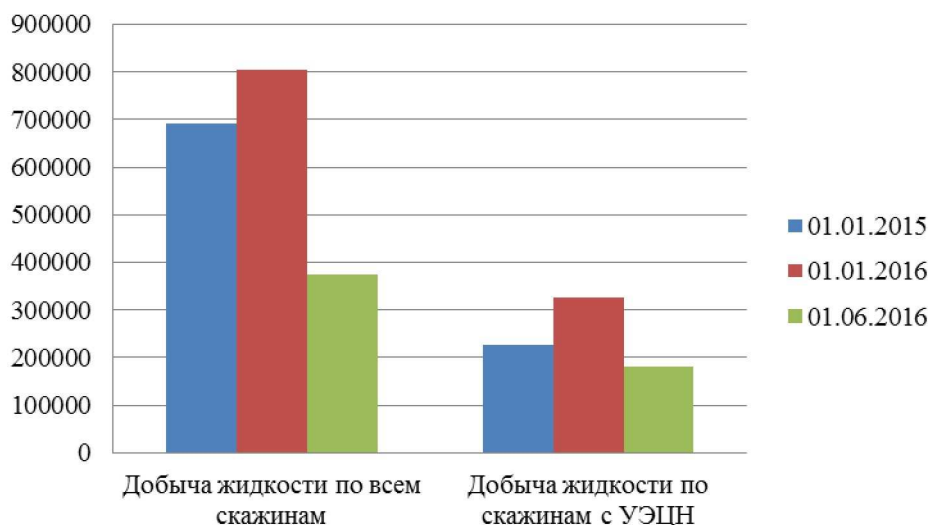


Рисунок 8 – Добыча жидкости по месторождениям Зыбза-Глубокий Яр и Абино-Украинское в целом и скважинами УЭЦН

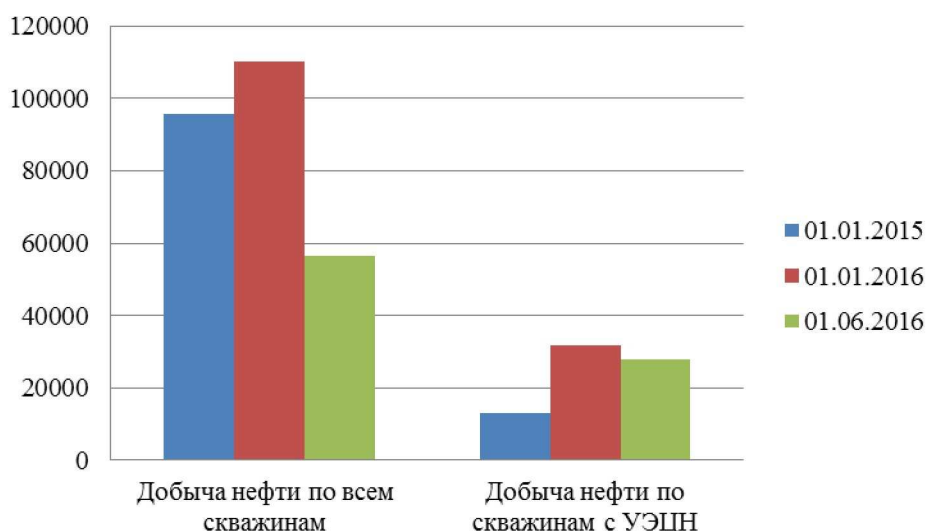


Рисунок 9 – Добыча нефти по месторождениям Зыбза-Глубокий Яр и Абино-Украинское в целом и скважинами УЭЦН

Из рисунка 8 видно, что добыча жидкости в период с 01.12.2015 по 01.06.2016 гг. возросла в целом по всему фонду скважин на 114537 м³; по скважинам, оборудованным УЭЦН, – на 98769 м³. Из чего можно сделать вывод, что прирост добычи жидкости по анализируемым месторождениям составил в целом 85,8 %; по скважинам, оборудованным УЭЦН, – 69,7 %. Также можно увидеть положительную динамику на конец 2016 года, так как добыча жидкости за полгода составляет в целом по фонду 373084 м³, что на 89,8 % больше, чем добыча жидкости аналогичного периода прошлого года; по скважинам, оборудованным УЭЦН, добыча жидкости составляет 181230 м³, что на 74,8 % больше, чем добыча жидкости аналогичного периода прошлого года.

Из рисунка 9 видно, что добыча нефти в период с 01.12.2015 г. по 01.06.2016 гг. возросла в целом по всему фонду скважин на 14432 тонн; по скважинам, оборудованным УЭЦН, – на 18941 тонн. Из чего можно сделать вывод, что прирост добычи нефти по анализируемым месторождениям составил в целом 86,9 %; по скважинам, оборудованным УЭЦН, – 40,6 %. Также можно увидеть положительную динамику на конец 2016 года, так как добыча нефти за полгода составляет в целом по фонду 56484 тонн,

что на 81,2 % больше, чем добыча нефти аналогичного периода прошлого года; по скважинам, оборудованным УЭЦН, добыча нефти составляет 27960 м³, что на 47,5 % больше, чем добыча нефти аналогичного периода прошлого года.

На месторождениях Абино-Украинское и Зыбза-Глубокий Яр применяются электроцентробежные насосные установки отечественного производителя ПК «Борец». В состав ПК «Борец» входят различные производственные предприятия, сервисные компании и центр разработки нефтедобывающего оборудования. Одним из таких предприятий является «Сервисная Компания Борец». Данная компания является подрядной организацией, осуществляющей ремонт оборудования и обслуживание центробежных насосов в ЦДНГ-3.

На месторождении применяются установки производительностью от 30 до 250 м³/сут. Распределение УЭЦН по типоразмерам приведено в таблице 2.

Таблица 2 – Распределение ЭЦН по производительности насоса

Производительность насоса УЭЦН, м ³ /сут.	30	35	50	60	80	125; 250	Всего
Количество, шт.	5	3	6	1	3	2	20

Основные параметры установок, спущенных на месторождениях Абино-Украинском и Зыбза-Глубокий Яр, показаны в таблице 3, из которой можно сделать вывод, что коэффициент подачи ЭЦН по Абино-Украинскому месторождению изменяется в пределах от 0,2 до 1,6, а по месторождению Зыбза-Глубокий Яр изменяется в пределах от 0,7 до 1,8.

Расчёт установок ЭЦН, как и других установок механизированной добычи, не может быть изложен в виде точной и универсальной процедуры ввиду различных условий применения ЭЦН. Расчёт эффективно работающей установки ЭЦН не является сложной задачей, но для его выполнения необходимо иметь надёжные и точные данные, чтобы гарантировать правильный выбор компонентов установки.

Данные, необходимые для выбора ЭЦН, подразделяются на данные механико-геометрического характера, данные о продуктивности скважины, данные о свойствах жидкостей и данные об электрической сети.

Ниже кратко перечисляются данные каждой категории для каждой скважины с УЭЦН на месторождениях Абино-Украинское и Зыбза-Глубокий Яр.

Механико-геометрические данные (табл. 4):

- 1) диаметр и погонный вес эксплуатационной колонны;
- 2) диаметр, погонный вес и резьбовые соединения НКТ;
- 3) глубина скважины (по стволу и по вертикали);
- 4) глубина перфорации (по стволу и по вертикали);
- 5) состояние ствола скважины (интервалы сужений и искривлений ствола, смещение на глубине установки ЭЦН).

Глубина скважин довольно разнообразна. Есть неглубокие скважины от 190 м до 675 м, в основном располагаются на месторождении Зыбза-Глубокий Яр. Также есть и глубокие скважины от 1240 м до 3195,8 м, большое количество скважин с такой глубиной располагаются на месторождении Абино-Украинское. Внутренний диаметр эксплуатационной колонны на данных месторождениях тоже разнообразен и достигает от 89 мм до 255 мм. В связи с этим насосы подбираются с различными габаритами.

Данные о продуктивности скважины (табл. 5):

- 1) текущая и требуемая добыча из скважины;
- 2) добыча нефти из скважины;
- 3) добыча воды из скважины;
- 4) газонефтяной фактор, содержание свободного газа, растворённого газа и параметры точки начала кипения;
- 5) статическое забойное давление и уровень жидкости;
- 6) динамическое забойное давление и установившийся уровень жидкости в скважине;

- 7) забойная температура и температурный градиент;
- 8) противодавление (потери давления) в выкидных линиях, в сепараторе и на устьевом штуцере.

Данные о свойствах жидкостей (табл. 6):

- 1) удельный вес нефти, вязкость, температура потери текучести, содержание парафина, песка и склонность к образованию эмульсий;
- 2) удельный вес воды, химический состав, коррозионные свойства и склонность к образованию отложений;
- 3) удельный вес газа, химический состав и коррозионные свойства;
- 4) коэффициент пластового объёма, давление точки начала кипения и кривая зависимости вязкости от температуры.

Данные об электрической сети (табл. 7):

- 1) напряжение и частота в сети питания;
- 2) нагрузочная способность сети;
- 3) качество электропитания (всплески и спады напряжения и т.д.).

Исходя из собранных данных об электрической сети, можно рассчитать потребляемую мощность в сутки, потребляемую мощность в месяц и удельное потребление напряжения за месяц на добываемый объём жидкости из скважины.

Подбор установки УЭЦН для эксплуатации скважины на месторождениях Абино-Украинском и Зыбза-Глубокий Яр

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:

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

Давление на приёме насоса:

$$P_{пн} = P_{зab} - (L_c - H_n) \cdot \rho_{ж} \cdot g, \quad (2)$$

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

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

$$H_n = L_c + \frac{10^6 \cdot \left(P_{опт} + \frac{Q}{K_{пр}} - P_{пл} \right)}{\rho_{ж} \cdot g}. \quad (3)$$

Таблица 3 – Технологические характеристики скважинного оборудования

Месторождение	Номер скважины	Тип насосного оборудования	Марка ПЭД	Номинальный напор	Номинальная подача насоса	Количество ступеней	Коэффициент подачи насоса
Абино-Украинское	12	10.2 ЭЦНДИ 5-50-2250	ПЭД-40-103	2250	50,0	386	0,2
Абино-Украинское	13	10.1 ЭЦНД (ВЗВ) 5а-35-1650	9.8.4 ПЭДБТ СПТ 28-117	1650	35,0	259	0,9
Абино-Украинское	381	30.1 ЭЦНД 5-50-600	ПЭДБНТ 1 28-117	600	50,0	386	1,2
Абино-Украинское	621	10.1 ЭЦНДП 5-30-1100	ПЭД-22-103	1100	30,0	292	0,9
Абино-Украинское	941	УЭЦН5-50-950	9.8.4 ЭДБТ 24-103	950	50,0	386	0,7
Абино-Украинское	362	10.1 ЭЦНДП 5-30-1650	ПЭД-28-103	1650	30,0	259	0,3
Абино-Украинское	922	10.2 ЭЦНДП 5а-35-900	6.4 ПЭДБТ 28-117	900	35,0	328	0,3
Абино-Украинское	952	30.2 ЭЦНДП 5-50-1000	9.8.4 ЭДБДТК 24/103	1000	50,0	313	1,1
Абино-Украинское	344	1ВНС 4-30-1500	ПЭД-32-95	1500	30,0	292	1,6
Абино-Украинское	364	10.1 ЭЦНДП 5-30-950	6.4 ПЭДБТ 28-117	950	30,0	386	0,9
Абино-Украинское	394	10.1 ЭЦНД 5-80-1250	ПЭД-40-103	1250	80,0	386	1,0
Абино-Украинское	424	30.2 ЭЦНДП 5-50-1000	9.4 ЭДБТ 22-103 ТМС	1000	50,0	360	1,0
Зыбза-Глубокий Яр	119	10.2 ЭЦНД 5-50-550	ПЭД-28-103	550	50,0	360	1,5
Зыбза-Глубокий Яр	154	10.2 ЭЦНД 5-80-900	ПЭД-22-103	900	80,0	292	1,1
Зыбза-Глубокий Яр	286	ЭЦН 5-60-650	6.4 ПЭДБТ 28-117	650	60,0	292	1,1
Зыбза-Глубокий Яр	107	10.2 ЭЦНДП 5-30-1400	ПЭД-22-117	1400	30,0	386	0,7
Зыбза-Глубокий Яр	207	10.2 ЭЦНД 5а-35-1400	ПЭД-24-103	1400	35,0	145	0,7
Зыбза-Глубокий Яр	608	10.2 ЭЦНД 5-125-550	8.4 ПЭДБТ 28-117	550	125,0	386	1,0
Зыбза-Глубокий Яр	478	10.2 ЭЦНД 5-80-500	6.4 ПЭДБТ 28-117	500	80,0	370	1,8
Зыбза-Глубокий Яр	954	10.2 ЭЦНД 5-250-550	ЭДБТК 32-117	550	250,0	380	0,8

Таблица 4 – Механико-геометрические данные

Месторождение	Номер скважины	Внутренний диаметр эксплуатационной колонны	Внешний диаметр НКТ	Глубина скважины	Глубина перфорации	Глубина спуска насоса	Тип скважины
Абино-Украинское	12	122	63,0	3195,8	3063	2330,5	вертикальная
Абино-Украинское	13	175	73,0	1434,0	1378	1200,0	вертикальная
Абино-Украинское	381	89	61,0	2235,5	2220	951,6	вертикальная
Абино-Украинское	621	122	62,4	2379,0	2300	1560,0	вертикальная
Абино-Украинское	941	150	73,0	1885,0	1732	1326,0	вертикальная
Абино-Украинское	362	125	66,6	1746,1	1712	1501,25	вертикальная
Абино-Украинское	922	150	73,0	1670,3	1612	1121,0	вертикальная
Абино-Украинское	952	122	73,0	2338,5	2265	1081,0	вертикальная
Абино-Украинское	344	131	73,0	1500,0	1454	1215,0	вертикальная
Абино-Украинское	364	150	73,0	1274,0	1192	1012,0	вертикальная
Абино-Украинское	394	128	73,0	1336,6	1203	1110,96	вертикальная
Абино-Украинское	424	150	73,0	1342,5	1265	1080,5	вертикальная
Зыбза-Глубокий Яр	119	121	73,0	661,0	619	550,0	вертикальная
Зыбза-Глубокий Яр	154	150	73,0	673,0	668	529,9	вертикальная
Зыбза-Глубокий Яр	286	159	73,0	266,0	176	221,93	вертикальная
Зыбза-Глубокий Яр	107	150	60,9	1240,0	1206	1017,0	вертикальная
Зыбза-Глубокий Яр	207	144	73,0	1674,2	1667	1509,59	вертикальная
Зыбза-Глубокий Яр	608	174	73,0	259,0	175	195,3	вертикальная
Зыбза-Глубокий Яр	478	255	73,0	220,0	142	170,12	вертикальная
Зыбза-Глубокий Яр	954	150	73,0	190,0	167	153,7	вертикальная

Таблица 5 – Данные о продуктивности скважин

Месторождение	Номер скважины	Добыча жидкости, м ³ /сут.	Добыча нефти, тонн/сут.	Обводнённость, %	Содержание механических примесей, мг/л	Газовый фактор, м ³ /т	Уровень жидкости в скважине, м	Пластовое давление, атм.	Пластовая температура, °С
Абино-Украинское	12	8,6	6	23,0	480	625	50	232	93
Абино-Украинское	13	31,5	5	84,0	670	53	697	58	58
Абино-Украинское	381	58,4	1	98,0	6470	49	42	240	58
Абино-Украинское	621	27,7	1	95,0	260	27	749	295	58
Абино-Украинское	941	33,2	3	89,0	220	306	53	184	93
Абино-Украинское	362	10,2	3	71,0	5130	125	200	176	58
Абино-Украинское	922	10,9	6	37,0	50	25	332	152	58
Абино-Украинское	952	57,2	2	95,0	90	23	282	246	58
Абино-Украинское	344	47,2	4	91,0	50	23	537	145	58
Абино-Украинское	364	25,7	21	11,0	1590	441	38	180	43
Абино-Украинское	394	76,7	69	2,0	820	7	16	108	46
Абино-Украинское	424	49,8	45	2,0	450	3	128	138	18
Зыбза-Глубокий Яр	119	75,6	1	99,0	980	373	723	59	48
Зыбза-Глубокий Яр	154	91,2	3	97,0	850	656	873	68	63
Зыбза-Глубокий Яр	286	68,5	1	99,0	170	39	146	12	18
Зыбза-Глубокий Яр	107	19,9	2	87,0	420	69	110	129	18
Зыбза-Глубокий Яр	207	23,3	6	69,0	470	2	133	139	18
Зыбза-Глубокий Яр	608	124,6	1	99,0	480	625	50	11	93
Зыбза-Глубокий Яр	478	143	1	99,0	670	53	697	8	58
Зыбза-Глубокий Яр	954	208,6	12	94,0	6470	49	42	14	58

Продолжение таблицы 5

Месторождение	Номер скважины	Затрубное давление, атм.	Буферное давление, атм.	Давление в выкидных линиях, атм.	Закреплённый скин-фактор $SK_{П,запр}$	Текущий расчётный коэффициент продуктивности $K_{пртек}$, м ³ /сут./атм.	Текущий расчётный коэффициент проводимости K_H , мДарси · м
Абино-Украинское	12	2	2	2	0,10	1,51	51
Абино-Украинское	13	2	2	2	0,10	0,26	1071
Абино-Украинское	381	3	4	3	0,10	0,38	304
Абино-Украинское	621	3	3	3	-3,70	0,87	52
Абино-Украинское	941	3	3	2	0,10	0,17	173
Абино-Украинское	362	22	6	3	0,10	1,05	348
Абино-Украинское	922	3	3	2	0,10	1,66	252
Абино-Украинское	952	3	3	2	0,10	0,27	214
Абино-Украинское	344	13	3	3	0,10	4,17	780
Абино-Украинское	364	14	13	6	0,10	0,79	732
Абино-Украинское	394	14	16	5	0,10	9,21	12160
Абино-Украинское	424	16	15	6	0,10	16,35	2295
Зыбза-Глубокий Яр	119	0	8	7	0,10	9,47	3737
Зыбза-Глубокий Яр	154	0	1	1	-4,70	0,27	21764
Зыбза-Глубокий Яр	286	0	5	5	0,10	0,37	7143
Зыбза-Глубокий Яр	107	5	10	7	0,10	31,56	36
Зыбза-Глубокий Яр	207	7	6	6	0,10	215,4	83
Зыбза-Глубокий Яр	608	4	2	1	0,10	20,18	23800
Зыбза-Глубокий Яр	478	4	7	1	0,10	1,51	162458
Зыбза-Глубокий Яр	954	0	1	1	0,10	16,35	68855

Таблица 6 – Данные о свойствах жидкости

Месторождение	Номер скважины	Вязкость нефти в пластовых условиях, сПз	Вязкость воды в пластовых условиях, сПз	Вязкость жидкости, сПз	Объёмный коэффициент нефти, м ³ /м ³	Объёмный коэффициент жидкости, м ³ /м ³	Плотность нефти, г/см ³	Плотность воды, г/см ³
Абино-Украинское	12	4,90	0,50	4,21	1,11	1,09	0,838	1,012
Абино-Украинское	13	14,00	0,50	3,83	1,13	1,03	0,920	1,010
Абино-Украинское	381	0,50	0,50	1,61	1,17	1,01	0,850	1,006
Абино-Украинское	621	0,50	0,50	1,61	1,17	1,02	0,850	1,009
Абино-Украинское	941	14,00	0,50	3,17	1,13	1,02	0,920	1,006
Абино-Украинское	362	14,00	0,50	5,53	1,13	1,04	0,920	1,010
Абино-Украинское	922	14,00	0,50	9,75	1,13	1,08	0,920	1,010
Абино-Украинское	952	0,50	0,50	1,61	1,17	1,02	0,850	1,009
Абино-Украинское	344	19,90	0,50	3,49	1,13	1,02	0,920	1,010
Абино-Украинское	364	19,90	0,50	18,08	1,13	1,12	0,939	1,010
Абино-Украинское	394	19,90	0,50	19,57	1,13	1,13	0,920	1,010
Абино-Украинское	424	19,90	0,50	19,57	1,13	1,13	0,920	1,010
Зыбза-Глубокий Яр	119	138,42	0,50	3,04	1,02	1,01	0,963	1,013
Зыбза-Глубокий Яр	154	277,42	0,50	9,97	1,02	1,01	0,970	1,012
Зыбза-Глубокий Яр	286	401,70	0,50	5,65	1,01	1,01	0,972	1,003
Зыбза-Глубокий Яр	107	10,00	0,50	2,97	1,25	1,04	0,940	1,015
Зыбза-Глубокий Яр	207	1,50	0,50	1,61	1,21	1,07	0,869	1,012
Зыбза-Глубокий Яр	608	401,70	0,50	5,65	1,01	1,01	0,972	1,003
Зыбза-Глубокий Яр	478	401,70	0,50	5,65	1,01	1,01	0,972	1,005
Зыбза-Глубокий Яр	954	401,70	0,50	25,57	1,01	1,01	0,972	1,006

Таблица 7 – Данные об электрической сети

Месторождение	Номер скважины	Напряжение в ТМГН (отпайка), В	Входное напряжение в СУ, В	Рабочий ток, А	Активная мощность с СУ, кВт	Потребляемая мощность в сутки, кВт/сут.	Потребляемая мощность в месяц, кВт/мес.	Дебит жидкости в месяц, м ³ /мес.	Удельное энергопотребление за месяц, кВт/м ³
Абино-Украинское	12	1440	423	18,2	49,0	1176,3	35289,3	258,0	136,8
Абино-Украинское	13	910	420	19	25,2	603,7	18111,5	945,0	19,2
Абино-Украинское	381	942	411	9	4,8	114,3	3430,5	1752,0	2,0
Абино-Украинское	621	920	408	19	13,7	327,7	9829,9	831,0	11,8
Абино-Украинское	941	856	371	24	26,1	625,3	18759,3	996,0	18,8
Абино-Украинское	362	815	395	19	22,6	542,0	16258,9	306,0	53,1
Абино-Украинское	922	825	339	18,1	21,5	515,0	15449,4	327,0	47,2
Абино-Украинское	952	810	413	19	18,5	445,0	13349,5	1716,0	7,8
Абино-Украинское	344	1074	405	17	18,9	453,0	13589,2	1416,0	9,6
Абино-Украинское	364	1062	404	8,8	13,9	334,5	10036,2	771,0	13,0
Абино-Украинское	394	1575	403	18,3	32,8	787,8	23633,3	2301,0	10,3
Абино-Украинское	424	2942	395	19	77,5	1859,8	55793,1	1494,0	37,3
Зыбза-Глубокий Яр	119	856	408	9	14,0	337,0	10108,8	2268,0	4,5
Зыбза-Глубокий Яр	154	825	402	17	13,6	326,9	9806,2	2736,0	3,6
Зыбза-Глубокий Яр	286	1170	382	12,3	16,3	390,9	11726,4	2055,0	5,7
Зыбза-Глубокий Яр	107	860	413	16	16,6	397,9	11935,6	597,0	20,0
Зыбза-Глубокий Яр	207	850	384	24	25,7	617,0	18509,3	699,0	26,5
Зыбза-Глубокий Яр	608	988	384	14	10,4	249,8	7495,2	3738,0	2,0
Зыбза-Глубокий Яр	478	1023	384	17,6	29,0	695,8	20873,9	4290,0	4,9
Зыбза-Глубокий Яр	954	942	390	14,1	21,2	510,0	15299,4	6258,0	2,4

Затем по экспериментальным кривым распределения давления в зависимости от обводнённости и устьевого давления определяется давление на выходе 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 ожидается 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 механических примесей, соли;
- 4) наличие углекислого газа и сероводорода в откачиваемой жидкости.

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:

- текущий дебит скважины $Q_{ж}$, м³/сут.;
- пластовое давление $P_{пл}$, атм.;
- забойное давление $P_{заб}$, атм.;
- давление насыщения $P_{нас}$, атм.;
- вязкость нефти в пластовых условиях μ , сПз;
- объёмный коэффициент нефти b ;
- радиус скважины $r_{скв}$, м;
- радиус контура питания R_K , м;

• 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 желателно принимать равным 0).

Расчёт производится по следующей методике:

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

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

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

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

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

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 $P_{заб50} = 50$ атм., либо если $P_{нас} < 50$ атм., то $P_{заб}$ на 30 % ниже $P_{нас}$:

$$Q_{пот} = Q_{нас} + (Q_{max} - Q_{нас}) \cdot \left[1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{заб50}}{P_{нас}} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{заб50}}{P_{нас}} \right)^2 \right], \quad (10)$$

либо

$$Q_{пот} = K_{пр} \cdot (P_{пл} - P_{нас}) + \left(\frac{K_{пр} \cdot P_{нас}}{1,8} \right) \cdot \left[1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{заб50}}{P_{нас}} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{заб50}}{P_{нас}} \right)^2 \right]. \quad (11)$$

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

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

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:

- пластовое давление $P_{пл}$, атм.;
- $P_{заб50}$ – потенциальное забойное давление (50 атм., либо если $P_{нас} < 50$ атм., то $P_{заб}$ на 30 % ниже $P_{нас}$);

- давление насыщения $P_{нас}$, атм.;
- $k \cdot h$ – проницаемость, нефтенасыщенная мощность, мД;
- вязкость нефти в пластовых условиях μ , сПз;
- объёмный коэффициент нефти β ;
- радиус скважины $r_{скв}$, м;
- радиус контура питания R_k , м;
- 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 $K_{пр}$:

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

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

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

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 $P_{нас} < 50$ атм., то $P_{заб}$ на 30 % ниже $P_{нас}$:

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

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 $S = -4,7$.

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:

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

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; W – обводнённость, %.

Причины отказов оборудования при эксплуатации УЭЦН

Анализ ремонтов УЭЦН, не отработавших гарантийный срок

Причины простоя и бездействия приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Причины простоя и бездействия скважин

Причины	Количество скважин
Отсутствие подачи	5
Негерметичность лифта	1
Остановка из-за обводнённости, прорыв пластовых вод	1
Падение изоляции системы «кабель – двигатель»	3
Падение СШН и НКТ без штанг	1
Падение ЭЦН с НКТ и кабелем	1
Ухудшение продуктивности ПЗП	4
Заклинивание двигателя ЭЦН, выход из строя ЭЦН	2
Обрыв, отворот штанг	2
Заклинивание штанг	2
Оптимизация подземного оборудования, неисправность глубинного оборудования	3
Смена способа, прекращение фонтанирования	2
Остановка из-за малобежитности	1
Запарафинивание лифта	1
ГДИ	1

Причинами бездействия скважин являются:

- отсутствие подачи;
- падение оборудования на забой;
- ухудшение продуктивности ПЗП;
- прорыв пластовых вод;
- остановка из-за обводнённости;
- негерметичность эксплуатационной колонны и т.д.

Отсюда следует, бездействие скважин обусловлено причинами технического и геологического характера.

Бездействие фонтанных скважин обусловлено прекращением фонтанирования, прорывом пластовых вод и т.д.

Графически распределение скважин, оборудованных ЭЦН, по причинам простоя и бездействия представлено на рисунке 10.

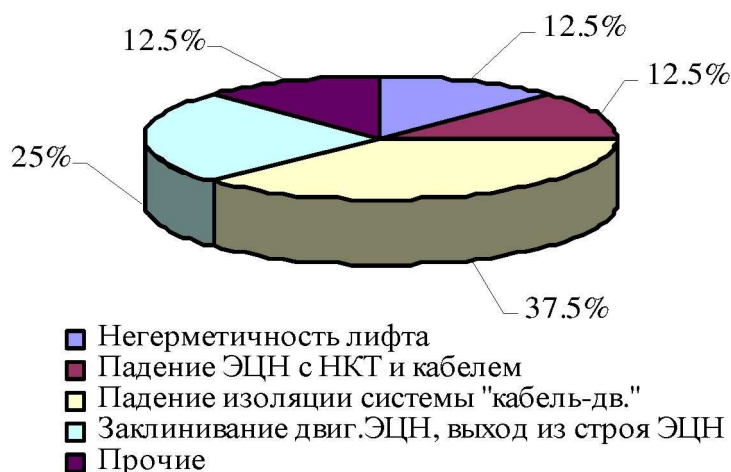


Рисунок 10 – Причины отказов скважин, оборудованных УЭЦН

Распределение показало, что 37,5 % скважин не эксплуатируются по причине падения изоляции системы «кабель – двигатель», 25 % – по причине заклинивания двигателя ЭЦН и выхода из строя насоса, 12,5 % – из-за негерметичности лифта и т.д.

На рисунке 11 приведено распределение причин отказов УЭЦН. Скважины останавливались по причине падения изоляции системы «кабель – двигатель» (76,4 %), смены насоса (6,4 %), заклинивания ЭЦН (8,6 %) и т.д.

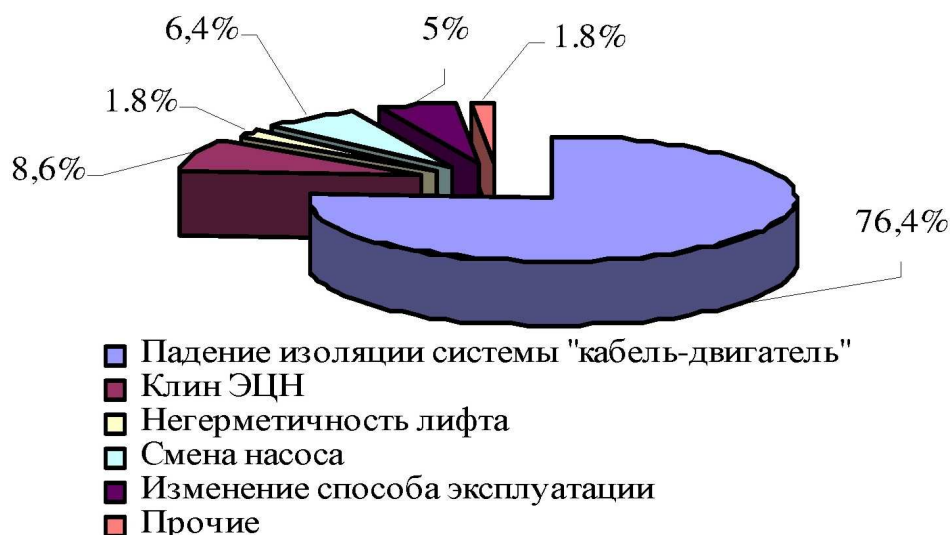


Рисунок 11 – Распределение причин отказов УЭЦН

Анализ причин, выявленных при разборе в ЭПУ, показал, что максимальное количество отказов оборудования произошло по причине засорения рабочих органов и приёма насоса механическими примесями (34 %), недостаточного охлаждения (26,8 %). Кроме вышеназванной причины, относительно высокий процент отказов по причине механических повреждений кабеля при спуске (11,3 %).

По результатам работы фонда ЭЦН основными причинами снижения наработки на отказ в условиях месторождений Абино-Украинское и Зыбза-Глубокий Яр является:

- старение оборудования скважин;
- увеличение осложнённого фонда скважин;
- рост малодобитного фонда скважин.

Старение оборудования скважин, в первую очередь, сказывается на герметичности НКТ. Из 10 ремонтов ЭЦН, не отработавших гарантийный срок, 3 отказа связано с негерметичностью НКТ. Негерметичности обычно выявляются на НКТ73В, и их характер – отверстия (трещины) по телу. Реальным единственным способом борьбы с этим является замена НКТ на новые.

При работе со скважинами, оборудованными ЭЦН, факторами, осложняющими их эксплуатацию в наших условиях, являются АСПО, механические примеси и солеотложения.

За год фонд ЭЦН, осложнённых парафиноотложениями, составляет 9 скважин. Механизмом борьбы с ними является механический способ, т.е. спуск механических скребков, но он не совершенен, так как возникают проблемы со скребками, особенно в зимний период (полёты и прихваты) и невозможно их спускать при низких температурах. Для предотвращения полётов скребков начали внедрять противоположные муфты. В дальнейшем по мере роста малодобитного фонда скважин проблема парафиноотложений будет усугубляться, и сегодня ясна необходимость отработки других способов по борьбе с данной проблемой.

Также осложняющим фактором при эксплуатации скважин на месторождениях Абино-Украинское и Зыбза-Глубокий Яр является вынос механических примесей, которые влияют, в первую очередь, на износ рабочих органов. В большинстве случаев это скважины, на которых недавно была проведена оптимизация работы скважин. На данный момент эта проблема решается путём перехода на износостойкое оборудование.

Следующей по актуальности проблемой при эксплуатации скважин становится солеотложение. Так, в течение 2016 года по этой причине по ЦДНГ-3 отказало 2 установки со средней наработкой 174 сут. Борются с этой проблемой следующим образом:

- обработка ПЗП;
- закачка ингибитора солеотложения в затрубное пространство рабочей скважины.

Проведём анализ за 2016 год и выведем основные причины отказов УЭЦН. За 2016 год по причинам отказа УЭЦН подняли 21 установку. Причины отказа были следующими:

- снижение изоляции (37 %);
- снижение подачи (20 %);
- нет подачи (10 %);
- проведение геолого-технических мероприятий (33 %).

На рисунке 12 показаны основные причины подъёмов УЭЦН.

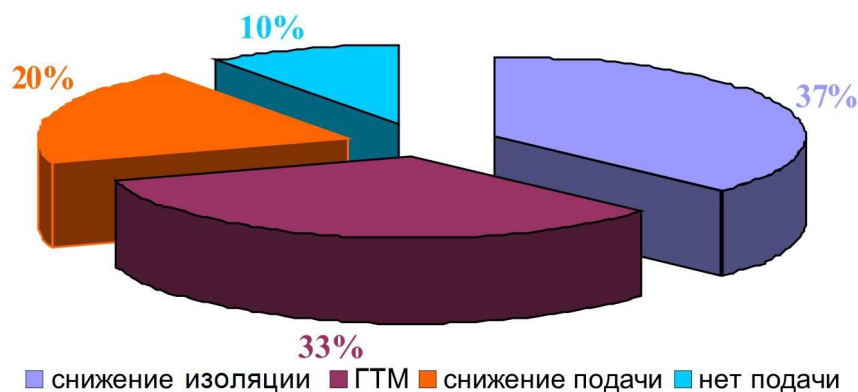


Рисунок 12 – Основные причины подъёмов УЭЦН.

Рассмотрим эти отказы более подробно, т.е. из-за чего они возникают.

Снижение изоляции может происходить по следующим причинам:

- порыв диафрагмы компенсатора;
- некачественный ремонт гидрозащиты;
- повреждения кабеля;
- полёты как по узлам УЭЦН, так и по узлам подвески.

Эти причины выясняются непосредственно при смене насоса или при расследовании его, т.е. в процессе его разборки.

Снижение подачи возникает по следующим основным причинам:

- износ рабочих органов;
- слом вала;
- солеотложения;
- негерметичность НКТ.

Для борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, предлагается следующее.

Для снижения количества подъёмов насосных установок по причине негерметичности подвески НКТ рекомендуется менять старую подвеску НКТ на новую и вести учёт о количестве произведённых спускоподъёмных операций, т.к. в основном полёты по узлам подвески происходят из-за старения подвески НКТ, что позволяет повысить качество работы бригад ПРС.

Рекомендуется внедрять углепластиковые рабочие органы, которые повышают чистоту поверхности проточных каналов рабочего колеса и повышают гидродинамические характеристики насоса. Также углепластиковые рабочие органы легче в 7 раз чугунных рабочих органов, что понизит вибрацию насоса, т.к. вибрация является основной причиной всех видов расчленений.

Для борьбы с солеотложениями рекомендуется применять углепластиковые рабочие колеса и обработку скважин ингибиторами солеотложений, например, реагентами типа ТХ-1312 и ХПС-001 Когалымского завода химреагентов.

При осложнении эксплуатации скважин парафиноотложениями следует применять механический способ борьбы, такой как спуск механических скребков, а также применять двухступенчатую подвеску УЭЦН.

Литература:

1. Уточнение запасов нефти и газа и проект доразработки кумского горизонта Абино-Украинского месторождения / ОАО «РосНИПИтермнефть»; отв. исп. В.Н. Соловьёва. – Краснодар, 1999.
2. Технологическая схема разработки Абино-Украинского месторождения / ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»; отв. исп. С.В. Мочаев. – Краснодар, 2008.
3. Проект разработки месторождения Зыбза-Глубокий Яр : Отчёт о НИР ООО «Геотехинформцентр» / исп. М.У. Каримов и др. – Тюмень, 2007. – 255 с.
4. Дополнение к проекту разработки месторождения Зыбза-Глубокий Яр : Отчёт о НИР ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»; исп. В.М. Мочульский и др. – Краснодар, 2011. – 607 с.
5. Андреев В.В., Уразаков К.Р., Далимов В.У. Справочник по добыче нефти. – М. : ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. – 374 с.
6. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 203 с.
7. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – Т. 1. – 540 с.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – Т. 2. – 576 с.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – Т. 3. – 576 с.
10. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – Т. 4. – 512 с.
11. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : Просвещение - Юг, 2010. – 539 с. (грант Российского фонда фундаментальных исследований по проекту № 10-05-07083)
12. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Просвещение - Юг, 2010. – 522 с.
13. 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 : Просвещение - Юг, 2011. – 603 с.
14. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 т. : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – Т. 1. – 432 с.
15. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 т. : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – Т. 2. – 532 с.
16. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 т. : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – Т. 3. – 348 с.
17. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 т. : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – Т. 4. – 464 с.
18. 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.
19. Каталог производственной компании погружных электронасосов «Борец».
20. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти : учебное пособие для вузов. – М. : ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2003. – 816 с.

References:

1. Specification of reserves of oil and gas and project of further development of the kumsky horizon of the Abino-Ukrainisky field / joint stock company RosNIPITermneft; executive V.N. Solovyova. – Krasnodar, 1999.
2. The technological scheme of development of the Abino-Ukrainisky field / Ltd company «Rosneft – STC»; executive S.V. Mochayev. – Krasnodar, 2008.
3. Project of mining Zybza-Gluboky Yar : Report on research of LLC Geotekhinformcentre / performer M.U. Karimov, etc. – Tyumen, 2007. – 255 p.
4. Addition to the project of mining Zybza-Gluboky Yar : Report on research of LLC Rosneft - STC; performer V.M. Mochulsky, etc. – Krasnodar, 2011. – 607 p.
5. Andreyev V.V., Urazakov K.R., Dalimov V.U. Reference book on oil production. – M. : LLC Nedra-Businesscentre, 2000. – 374 p.
6. Antoniadis D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : Education South, 2011. – 203 p.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012. – Т. 1. – 540 p.

8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012. – Т. 2. – 576 p.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – Т. 3. – 576 p.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – Т. 4. – 512 p.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : Education - the South, 2010. – 539 p. (a grant of the Russian Federal Property Fund on the project No. 10-05-07083).
12. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Education - the South, 2010. – 522 p.
13. 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 : Education - the South, 2011. – 603 p.
14. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells» : in 4 t. : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – Т. 1. – 432 p.
15. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells» : in 4 t. : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – Т. 2. – 532 p.
16. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells» : in 4 t. : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – Т. 3. – 348 p.
17. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells» : in 4 t. : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – Т. 4. – 464 p.
18. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.
19. Catalog of production company of the submersible electric pumps «Fighter».
20. Mishchenko I.T. Borehole oil production: manual for higher education institutions. – M. : Federal State Unitary Enterprise Publishing House Neft i gaz RGU of oil and gas of I.M. Gubkin, 2003. – 816 p.