

АНАЛИЗ РАБОТЫ ФОНДА СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН, НА СОЛОГАЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Яковлев А. Л.¹, Кумбе Э. Л. В.²

¹ *Департамент проектирования ООО «КНГК-Групп», +7(918)-11-11-384,*

yakovlev@i-npz.ru

² *Студент 4 курса направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»*

ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет»,

+7(967)-30-35-769, leoneledson@gmail.com

В статье приводится геолого-физическая характеристика Сологаевского месторождения; проводится анализ работы скважин, оборудованных УЭЦН; рассматриваются мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин, оборудованных ЭЦН, по снижению обводнённости, улучшению состояния призабойной зоны пласта, повышению нефтеотдачи пласта; рассматривается состояние эксплуатационного фонда скважин пласта и производится подбор ЭЦН к скважине.

Ключевые слова: геолого-физическая характеристика объекта; установка электроцентробежного насоса; анализ работы фонда скважин, оборудованных ЭЦН; причины отказов оборудования при эксплуатации УЭЦН; расчёт подбора УЭЦН к скважине; модуль-секция насоса; газосепаратор.

1. Общие сведения о месторождении

Географически Сологаевское месторождение располагается на границе Кинель-Черкасского и Похвистневского районов Самарской области в 15 км к северо-востоку от районного центра Кинель-Черкасы. Ближайшими к месторождению населёнными пунктами являются сёла Савруха, Антоновка и Сарбай. В 12 км к востоку располагается станция «Подбельская» Куйбышевской железной дороги в направлении Самара – Уфа. Сологаевское месторождение пред-

ставлено такими объектами нефтедобычи, транспорта и подготовки нефти, как: эксплуатационный фонд – 75 скважин, из них 39 – добычных, 9 – нагнетательных, 1 – водозаборная, 1 – поглощающая, остальные скважины выведены в бездействие или ликвидированы; УПСВ, 4 шурфа для закачки воды в продуктивные пласты, факельная установка для утилизации газа конечных ступеней сепарации, 6 установок АГЗУ. Трубопроводы для сбора жидкости от скважин до УПСВ, трубопроводы (общей длиной 58 км) для транспортировки, отстоявшейся нефти от УПСВ до Сосновского товарного парка, газопровод «Сологаевка – СУ-5 Семёновка» и водоводы для ППД.

2. Геолого-физическая характеристика объекта

2.1. Пласт Д₁

Пласт Д₁ сложен мелкозернистыми кварцевыми песчаниками, характеризующимися значительной глинистостью, вплоть до полного замещения глинами в скважинах №№ 7, 8, 30, 33, 35 и 42. Во многих залежах коллекторские свойства пласта определяются не только обычной межзерновой пористостью, но и в значительной степени наличием развитых трещин. Иногда ёмкость коллектора и промышленные запасы нефти определяются преимущественно объёмом трещин, при этом межзерновая пористость играет небольшую роль. Залежи в трещиноватых коллекторах чаще всего приурочены к плотным карбонатным породам, а иногда и к терригенным отложениям, которые практически не пропускают сквозь себя жидкости и газы, если в них нет трещин. Однако скважины, пробуренные на эти пласты, иногда имеют высокие дебиты вследствие притока нефти к забоям по разветвлённой сети трещин, пронизывающих коллекторы. Ёмкость трещиноватого коллектора обусловлена кавернами и микрокарстами, самими трещинами и межзерновым пористым пространством. Каверны и микрокарсты характерны для карбонатных пород, в которых на их долю приходится 13÷15% полезной ёмкости трещиноватого коллектора.

Пласт расчленён, в большинстве скважин он представлен несколькими песчаными прослоями, разделенными между собой непроницаемыми глинисто-алевролитовыми пропластками. Количество проницаемых прослоев от 1 до 8, наиболее часто встречающееся количество прослоев – $2\div 3$. Толщина проницаемых прослоев изменяется от 0,4 до 14,6 м, а плотных пропластков – от десятков сантиметров до нескольких метров. Значения общей эффективной толщины находятся в пределах от 2 до 11,8 м.

Характер зоны замещения пласта обозначен как локальный, ограниченный районом скважины №8. Сводовая часть пласта Д₁, вскрытая скважиной № 8, соответствует наиболее высокоамплитудному выступу кристаллического фундамента, и характеризуется отсутствием коллекторов. На склонах выступа коллектора по толщине достаточно развиты. Микроскопические исследования показывают, что основная масса коллектора сложена зёрнами кварца угловатой и полуокатанной формы. Редко встречаются слюда, хлорит, полевой шпат, халцедон. Из акцессорных минералов отмечены циркон и турмалин. По данным гранулометрического анализа в песчаниках преобладают мелкосаммитовые и крупноалевритовые фракции; пелитовая фракция колеблется в пределах $0,6\div 7,0\%$. Цемент контактный, участками поровый и пойкилитовый. Поровый цемент представлен глинисто-органическим веществом, пойкилитовый – эпигенетическим кальцитом. Карбонатность составляет 0,6-5,0 %, реже 6-10 %. Коллектор поровый. Поры межзерновые размером 0,02-0,03 мм, реже 0,1-0,15 мм. Крупные поры частично или полностью выполнены метаморфизованным битумом или пиритом. Пласт Д₁ сложен глинистыми песчаниками, от пласта Д₁' отделяется пачкой глинистых алевролитов. Количество водонасыщенных пропластков колеблется от одного до трёх, толщина их изменяется от 0,6 до 5,0 м. При опробовании пласта Д₁ за весь период разведочного и эксплуатационного бурения приток пластовой воды был получен только из скважины № 9 (интервал перфорации 2656-2666 м) на Сологаевском куполе. Водонасыщенная часть пласта представлена песчаниками светло-серыми, серыми, кварцевыми, мелкозернистыми, участками, обогащенными пиритом. Алевролиты тёмно-серые, не-

ясно-слоистые, глинистые, неравномерно-песчанистые, участками трещиноватые. Трещины выполнены глинистым материалом. Глины серые и тёмно-серые, слоистые, скорлуповато-оскольчатые, плотные, слабослюдистые, участками алевроитистые. Покрышкой для залежей пласта D_1 служит глинистый прослой толщиной $3\div 4$ м, хорошо выдержанный по толщине и простираению. Залежи подстилаются глинами и относятся к типу пластовых. Коэффициент песчанистости изменяется от 0,49 на Сологаевском куполе до $0,32\div 0,47$ на Подбельском (соответственно, северный и южный участок).

В период пробной эксплуатации проводились промыслово-гидродинамические исследования, по результатам которых дана оценка фильтрационных свойств пластов-коллекторов. Во всех скважинах исследования проводились в двух режимах: установившегося и неуставившегося притоков. Проницаемость рассчитывалась по коэффициенту продуктивности и по кривой восстановления давления. Средние значения пористости пласта D_1 составляют с учётом керновых и геофизических данных как средние величины емкостной характеристики. По пласту D_1 пористость 17,3%, проницаемость $0,194\text{ мкм}^2$ и нефтенасыщенность 86% взяты по данным исследования кернового материала. Это касается средних значений проницаемости по пластам D_1 Сологаевского купола.

2.2. Пласт D_2

Параметры неоднородности на Сологаевском куполе составляют: коэффициент песчанистости – 0,53, коэффициент расчленённости – 4,65. На Подбельском куполе параметры равны: коэффициент песчанистости – 0,62, коэффициент расчленённости – 3,0. В скважине № 8 наблюдается наибольшая амплитуда выступа кристаллического фундамента, поэтому отложения пласта D_{II} в районе этой скважины отсутствуют. За пределами выступа фундамента в юго-восточном направлении предполагается наличие кольцевой залежи, однако этот участок нуждается в доразведке. Несмотря на достаточную выдержанность пласта D_2 по простираению, он характеризуется значительной неоднородностью.

В составе пласта чётко выделяются три пачки. Кровельная пачка характеризуется высокой глинистостью. Её толщина по площади меняется от 0,6 до 7,2м. Линзовидно в этой пачке залегают небольшие прослои песчаных коллекторов толщиной от 0,4 до 2,4м. В подошвенной части пласта в ряде скважин №№ 11, 12, 148 и 152 (гипсометрически низких) появляется прослой водонасыщенных песчаников, отделенных от основной толщи коллектора глинисто-алевролитовым прослоем. В скважинах, вскрывших пласт в сводовой части, данный прослой отсутствует.

Основная часть коллекторов приурочена к срединной части пласта D_2 (вторая пачка). На северо-западном участке залежи в ряде скважин эта пачка представлена монолитным прослоем (скважины №№ 11, 14, 152 и 186) толщиной до 14 метров. В самых купольных скважинах толщина её (как и самого пласта D_2) сокращается до 17 м. В ряде скважин (№№ 9, 10, 12, 108, 123^{бис}, 129, 130, 142 и 156) в этой пачке появляется прослой глин, который разделяет её на 2 части: верхнюю и нижнюю, последняя отсутствует в сводовых скважинах №№ 106, 118, 127, 128, 143 и 155 и литологически замещается непроницаемыми глинисто-алевролитовыми породами в скважинах №№ 3, 102, 5 и 7. Таким образом, вертикальная неоднородность, обусловленная условиями осадконакопления, существенно влияет на геометризацию залежи нефти пласта D_2 .

3. Анализ работы фонда скважин, оборудованных ЭЦН

За весь период разработки пласта D_1+D_2 в эксплуатационном фонде числилось 18 скважин, из них по состоянию на 01.01.2017 г. – 13 действующих добывающих скважин, из которых 7 – работали с помощью ШГН и 6 – ЭЦН. В бездействующем фонде числилось 5 скважин или 28% от эксплуатационного фонда. Состояние эксплуатационного фонда на 01.01.2017г. представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Состояние эксплуатационного фонда на 01.01.2017 г.

Наименование	Сологаевское
Эксплуатационный фонд	18
в т.ч. ЭЦН	7
ШГН	11
Действующий фонд	13
в т.ч. ЭЦН	0
ШГН	13
Бездействующий фонд	13
в т.ч. ЭЦН	0
ШГН	13

Неработающий фонд приводит к разбалансированию системы разработки, выборочной разработке запасов нефти. Основная причина перевода скважин в категорию бездействующих и в консервацию это низкий дебит и высокая обводнённость, снижение пластового давления до значений, при которых извлечение нефти не обеспечивается притоком, полная выработка пропластков нефти, на которые бурилась скважина, приближение раздела контура нефтеносности и водоносных горизонтов к забою скважины. Большинство скважин работают с использованием ШСНУ, это связано в сравнительно не больших дебитах добывающих скважин. Для подъёма жидкости применяются насосы производительностью от 45 м³/сут. до 500 м³/сут. и напором до 2000 м отечественного производства.

4. Причины отказов оборудования при эксплуатации УЭЦН

Причинами бездействия скважин являются (таблица 2):

- отсутствие подачи;
- падение оборудования на забой;

- ухудшение продуктивности ПЗП;
- прорыв пластовых вод;
- остановка из-за обводнённости;
- негерметичность эксплуатационной.

Таблица 2 –

Причины простоя и бездействия скважин.

Причины	Кол. скв.
Отсутствие подачи	5
Негерметичность лифта	1
Остан. из-за обв., прорыв пластовых вод	1
Падение изоляции системы "кабель-дв."	3
Падение СШН и НКТ без штанг	1
Падение ЭЦН с НКТ и кабелем	1
Ухудшение продуктивности ПЗП	4
Заклинивание двиг.ЭЦН, выход из строя ЭЦН	2
Обрыв, отворот штанг	2
Заклинивание штанг	2
Оптимизация подз.обор., неисправ.гл.обор.	3
Смена способа, прекращение фонтан.-я	2
Остановка из-за малodeбитности	1
Запарафинирование лифта	1
ГДИ	1

Таким образом, 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 1. 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. Причины отказов скважин, оборудованных УЭЦН, приведены на рисунке 2. Скважины останавливались по причине падения изоляции системы «кабель – двигатель» (76,4%), смены насоса (6,4%), заклинивания ЭЦН (8,6%).

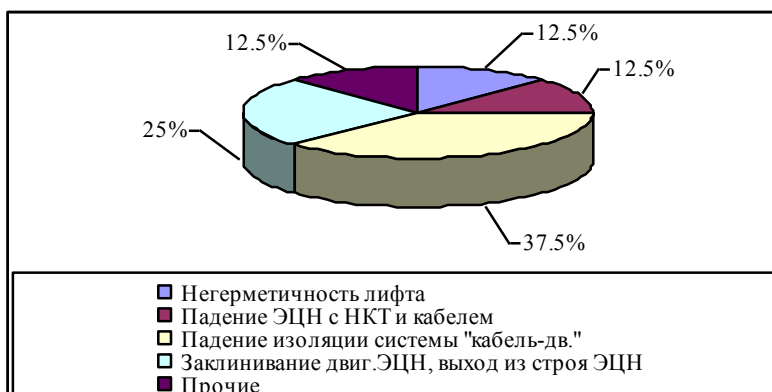


Рисунок 1 – Распределение скважин с ЭЦН по причинам простоя и бездействия

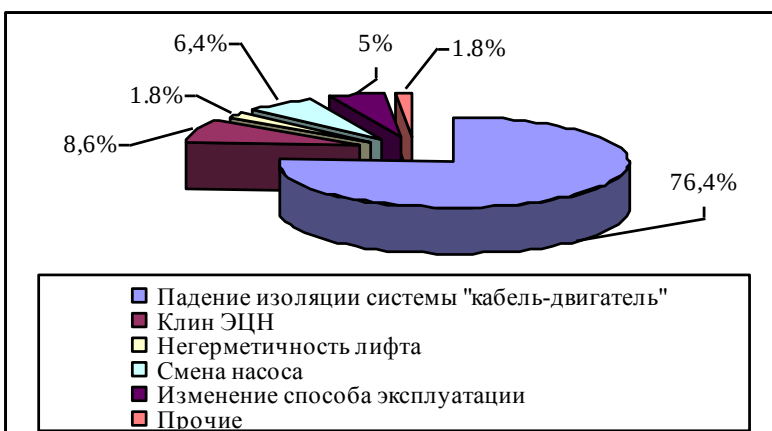


Рисунок 2 – Распределение причин отказов УЭЦН

Анализ причин, выявленных при разборе в ЭПУ, показало, 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%). При анализе составляющих засорения рабочих органов ЭЦН при разборе в ЭПУ было обнаружено, что рабочие органы ЭЦН засоряются пластовым песком (40%), грязью (26%), лентой (11%), солеотложениями, окалиной и пропантом (15%), шкимкой и пеньковым канатом (8%).

5. Расчёт подбора УЭЦН к скважине

Расчёт производится на основе методики подбора УЭЦН к скважине, предназначенной для проведения оперативных расчётов технологических параметров скважин, оборудованных ЭЦН, промысловыми работниками, занимающимися оптимизацией режимов работы данной категории скважин. Точность промежуточных и конечных расчётных величин находится в пределах допустимых значений для промысловых условий. В методике используются математические зависимости для параметров водонефтегазовых смесей, прокачиваемых насосами, полученные отечественными и зарубежными исследователями. Конечная цель в данной методике – определение точки пересечения рабочей характеристики выбираемого насоса с условной характеристикой скважины, т.е. нахождение условия совместной работы скважины и насоса. В методике производится учёт влияния вязкости водонефтяной смеси на паспортные, снятые на воде, рабочие характеристики ЭЦН. Для данного насоса рабочая область по отбору жидкости составляет $25 \div 70 \text{ м}^3/\text{сут.}$; проектный отбор водонефтяной смеси по скважине, равный $57 \text{ м}^3/\text{сут.}$, находится в рабочей области. График согласования напорных характеристик скважин и насоса представлен на рис. 3.

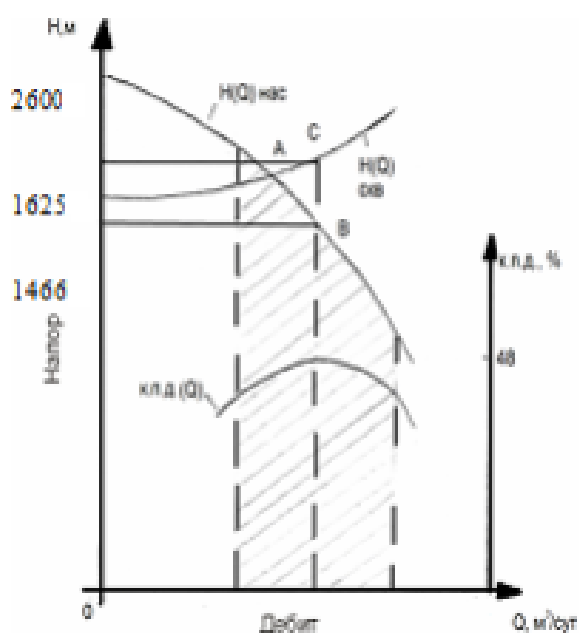


Рисунок 3 – График согласования напорных характеристик скважин и насоса

На напорную характеристику скважины накладывается $H(Q)$ – характеристика насоса для отыскания точки их пересечения, определяющей такой дебит скважины, который будет равен подаче ЭЦН при совместной работе насоса и скважины. Точка А – пересечение характеристик скважины и ЭЦН. Абсцисса точки А даёт дебит скважины при совместной работе скважины и насоса, а ордината – напор H , развиваемый насосом. Для эффективной и экономичной работы необходимо подобрать ЭЦН с такими характеристиками, чтобы точка пересечения характеристик совпала бы с максимальным КПД (точка В) или, по крайней мере, лежала бы в области рекомендованных режимов работы данного насоса (штриховка).

Как видим, в нашем случае точка А пересечения характеристик получилась в пределах заштрихованной области. Желая обеспечить работу насоса на режиме $\eta_{\max}$, находим подачу насоса (дебит скважины) $Q_{скв}$, соответствующую этому режиму. Напор, развиваемый насосом при подаче $Q_{скв}$ на режиме $\eta_{\max}$, определяется точкой В. В действительности при этих условиях работы необходимый напор определится точкой С.

Таким образом, для обеспечения эффективной и экономичной работы скважины № 155 пласта Д₁+Д₂ Сологаевского месторождения необходимо заменить работающий в скважине насос ЭЦН 5-80-2600 на рассчитанный насос ЭЦН 5-40-2600.

6. Установки погружных электроцентробежных насосов

Область применения установок погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН) – это высокодебитные обводнённые, глубокие и наклонные скважины с дебитом $10 \div 1300 \text{ м}^3/\text{сут.}$ и высотой подъёма $500 \div 2000 \text{ м}$. Межремонтный период УЭЦН составляет до 320 суток и более. Установки погружных центробежных насосов в модульном исполнении типов УЭЦНМ и УЭЦНМК предназначены для откачки продукции нефтяных скважин, содержащих нефть, воду, газ и

механические примеси. Установки типа УЭЦНМ имеют обычное исполнение, а типа УЭЦНМК – коррозионностойкое.

Установка (рис. 4) состоит из погружного насосного агрегата, кабельной линии, спускаемых в скважину на насосно-компрессорных трубах, и наземного электрооборудования (трансформаторной подстанции). Погружной насосный агрегат включает в себя двигатель (электродвигатель с гидрозащитой) и насос, над которым устанавливают обратный и сливной клапаны. В зависимости от максимального поперечного габарита погружного агрегата установки разделяют на три условные группы – 5; 5А и 6:

- установки группы 5 поперечным габаритом 112мм применяют в скважинах с колонной обсадных труб внутренним диаметром не менее 121,7мм;
- установки группы 5А поперечным габаритом 124мм – в скважинах внутренним диаметром не менее 130мм;
- установки группы 6 поперечным габаритом 140,5мм – в скважинах внутренним диаметром не менее 148,3мм.

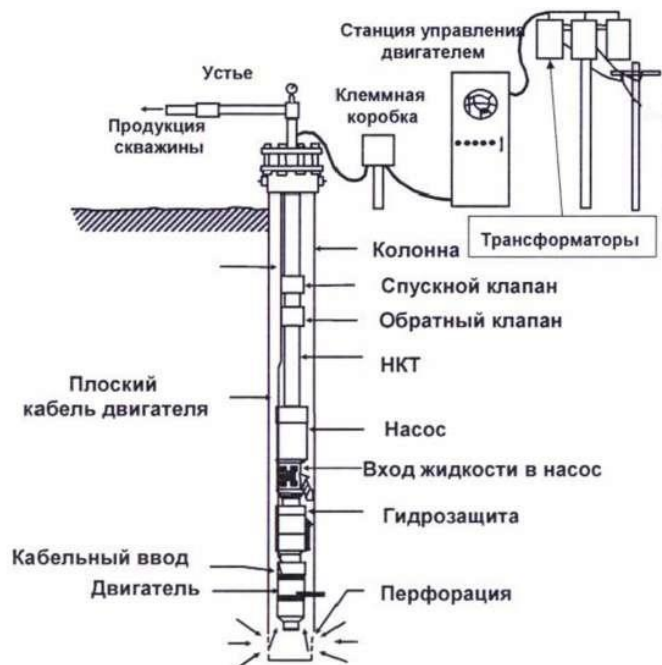


Рисунок 4 – Схема установки погружных электроцентробежных насосов

Условия применимости УЭЦН по перекачиваемым средам:

- жидкость с содержанием механических примесей не более 0,5 г/л;

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

Пример шифра установок УЭЦНМК5-125-1300 означает:

- УЭЦНМК – установка электроцентробежного насоса модульного и коррозионно-стойкого исполнения;
- 5 – группа насоса;
- 125 – подача, м³/сут.;
- 1300 – развиваемый напор, м вод. ст.

Выпускаемые серийно УЭЦН имеют длину от 15,5 до 39,2 м и массу от 626 до 2541 кг в зависимости от числа модулей (секций) и их параметров. В современных установках может быть включено от 2 до 4 модулей-секций. В корпус секции вставляется пакет ступеней, представляющий собой собранные на валу рабочие колеса и направляющие аппараты. Число ступеней колеблется в пределах 152÷393. Входной модуль представляет основание насоса с приёмными отверстиями и фильтром-сеткой, через которые жидкость из скважины поступает в насос. В верхней части насоса ловильная головка с обратным клапаном, к которой крепятся НКТ. Насос (ЭЦНМ) – погружной центробежный модульный многоступенчатый вертикального исполнения.

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

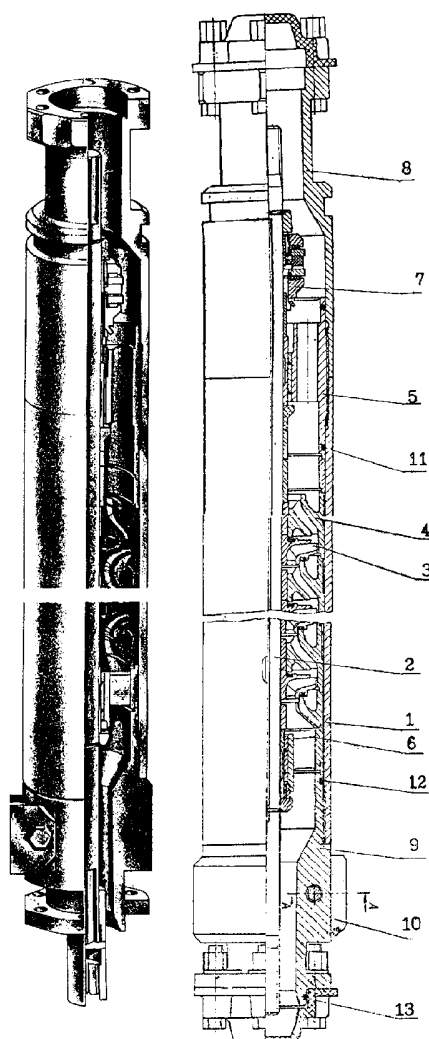


Рисунок 5 – Модуль-секция насоса

Рабочие колёса свободно передвигаются по валу в осевом направлении и ограничены в перемещении нижних, и верхним направляющими аппаратами. Осевое усилие от рабочего колеса передаётся на нижнее текстолитовое кольцо и затем на бурт направляющего аппарата. Частично осевое усилие передаётся валу вследствие трения колеса о вал или прихвата колеса к валу при отложении солей в зазоре или коррозии металлов. Крутящий момент передаётся от вала к колёсам латунной (Л62) шпонкой, входящей в паз рабочего колеса. Шпонка расположена по всей длине сборки колес и состоит из отрезков длиной 400-1000 мм. Направляющие аппараты сочленяются между собой по периферийным частям, в нижней части корпуса они все опираются на нижний подшипник 6 и основание 9, а сверху через корпус верхнего подшипника зажаты в корпусе.

Рабочие колёса и направляющие аппараты насосов обычного исполнения изготавливаются из модифицированного серого чугуна и радиационно-модифицированного полиамида, насосов коррозионно-стойкого исполнения – из модифицированного чугуна ЦН16Д71ХШ типа «нирезист».

Валы модулей секций и входных модулей для насосов обычного исполнения изготавливаются из комбинированной коррозионно-стойкой высокопрочной стали ОЗХ14Н7В и имеют на торце маркировку «НЖ» для насосов повышенной коррозионной стойкости - из калиброванных прутков из сплава Н65Д29ЮТ-ИШ-К-монель и имеют на торцах маркировку «М». Валы модулей-секций всех групп насосов, имеющих одинаковые длины корпусов 3, 4 и 5 м, унифицированы. Соединение валов модулей-секций между собой, модуля секции с валом входного модуля (или вала газосепаратора), вала входного модуля с валом гидрозащиты двигателя осуществляется при помощи шлицевых муфт.

Соединение модулей между собой и входного модуля с двигателем – фланцевое. Уплотнение соединений (кроме соединения входного модуля с двигателем и входного модуля с газосепаратором) осуществляется резиновыми кольцами. Для откачивания пластовой жидкости, содержащей у сетки входного модуля насоса свыше 25% (до 55%) по объёму свободного газа, к насосу подсоединяется модуль насосный – газосепаратор (рис. 6).

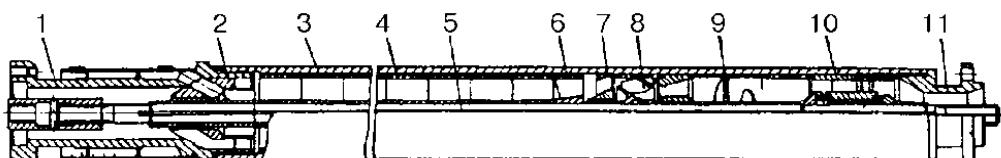


Рисунок 6 – Газосепаратор:

- 1 – головка; 2 – переводник; 3 – сепаратор; 4 – корпус; 5 – вал;
6 – решётка; 7 – направляющий аппарат; 8 – рабочее колесо;
9 – шнек; 10 – подшипник; 11 – основание

Газосепаратор устанавливается между входным модулем и модулем-секцией. Наиболее эффективны газосепараторы центробежного типа, в которых фазы разделяются в поле центробежных сил. При этом жидкость концентрируется в периферийной части, а газ – в центральной части газосепаратора и выбрасывается в затрубное пространство. Газосепараторы серии МНГ имеют предельную подачу $250\div 500\text{ м}^3/\text{сут.}$, коэффициент сепарации 90%, массу от 26 до 42 кг.

Двигатель погружного насосного агрегата состоит из электродвигателя и гидрозащиты. Электродвигатели (рис. 7) погружные трёхфазные коротко замкнутые двухполюсные маслonaполненные обычного и коррозионно-стойкого исполнения унифицированной серии ПЭДУ и в обычном исполнении серии ПЭД модернизации Л. Гидростатическое давление в зоне работы не более 20 МПа. Номинальная мощность от 16 до 360 кВт, номинальное напряжение 530-2300 В, номинальный ток 26-122,5 А.

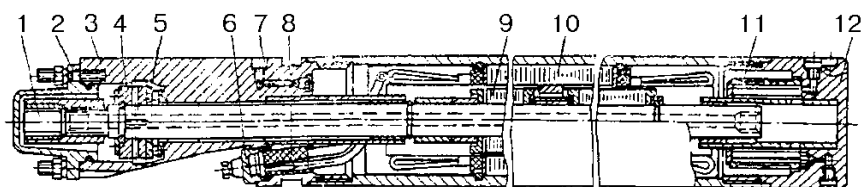


Рисунок 7 – Электродвигатель серии ПЭДУ:

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

Гидрозащита двигателей ПЭД (рис. 8) предназначена для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя, компенсации изменения объёма масла во внутренней полости от температуры электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса.

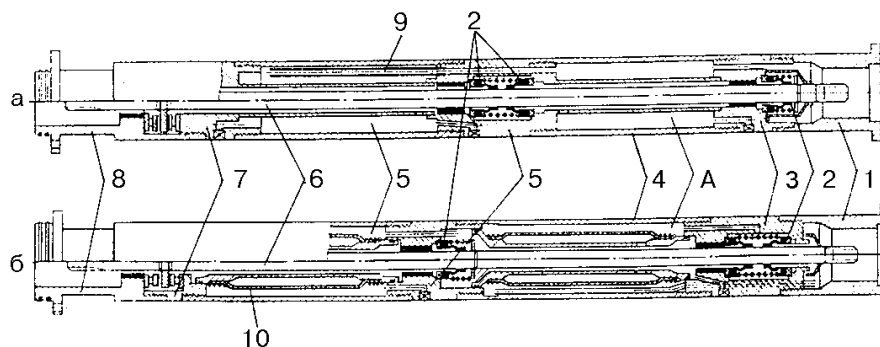


Рисунок 8 – Гидрозащита:

a – открытого типа; *б* – закрытого типа;

A – верхняя камера; *B* – нижняя камера;

1 – головка; 2 – торцевое уплотнение; 3 – верхний ниппель;

4 – корпус; 5 – средний ниппель; 6 – вал; 7 – нижний ниппель;

8 – основание; 9 – соединительная трубка; 10 – диафрагма

Гидрозащита состоит либо из одного протектора, либо из протектора и компенсатора. Могут быть три варианта исполнения гидрозащиты. Первый состоит из протекторов П92, ПК92 и П114 (открытого типа) из двух камер. Верхняя камера заполнена тяжелой барьерной жидкостью (плотность до 2г/см^3 , не смешиваемая с пластовой жидкостью и маслом), нижняя – маслом МА-ПЭД, что и полость электродвигателя. Камеры сообщены трубкой. Изменения объемов жидкого диэлектрика в двигателе компенсируются за счёт переноса барьерной жидкости в гидрозащите из одной камеры в другую. Второй состоит из протекторов П92Д, ПК92Д и П114Д (закрытого типа), в которых применяются резиновые диафрагмы, их эластичность компенсирует изменение объема жидкого диэлектрика в двигателе. Третий – гидрозащита 1Г51М и 1Г62 состоит из протектора, размещённого над электродвигателем и компенсатора, присоединяемого к нижней части электродвигателя. Система торцевых уплотнений обеспечивает защиту от попадания пластовой жидкости по валу внутрь электродвигателя. Передаваемая мощность гидрозащит 125-250 кВт, масса 53-59 кг.

Система термоманометрическая ТМС-3 предназначена для автоматического контроля за работой погружного центробежного насоса и его защиты от аномальных режимов работы (при пониженном давлении на приёме насоса и повышенной температуре погружного электродвигателя) в процессе эксплуатации скважин. Имеется подземная и наземная части. Диапазон контролируемого давления от 0 до 20 МПа. Диапазон рабочих температур от 25 до 105 °С. Масса общая 10,2 кг. Кабельная линия представляет собой кабель в сборе, намотанный на кабельный барабан. Кабель в сборе состоит из основного кабеля – круглого ПКБК (кабель, полиэтиленовая изоляция, бронированный, круглый) или плоского – КПБП, присоединённого к нему плоского кабеля с муфтой кабельного ввода (удлинитель с муфтой). Кабель (рис. 9) состоит из трёх жил, каждая из которых имеет слой изоляции и оболочку; подушки из прорезиненной ткани и брони. Три изолированные жилы круглого кабеля скручены по винтовой линии, а жилы плоского кабеля – уложены параллельно в один ряд.

Кабель КФСБ с фторопластовой изоляцией предназначен для эксплуатации при температуре окружающей среды до + 160 °С. Кабель в сборе имеет унифицированную муфту кабельного ввода К38 (К46) круглого типа. В металлическом корпусе муфты герметично заделаны изолированные жилы плоского кабеля с помощью резинового уплотнителя. К токопроводящим жилам прикреплены штепсельные наконечники.

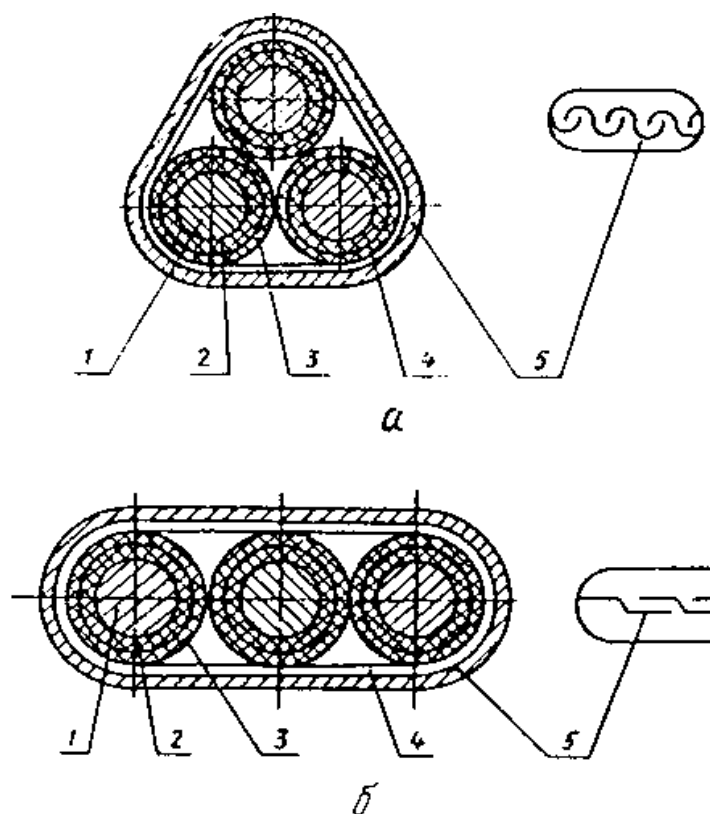


Рисунок 9 – Кабели:

а – круглый; *б* – плоский;

1 – жила; 2 – изоляция; 3 – оболочка; 4 – подушка; 5 – броня

Круглый кабель имеет диаметр от 25 до 44 мм. Размер плоского кабеля от 10,1×25,7 до 19,7×52,3 мм. Номинальная строительная длина 850, 1000-1800 м.

Комплектные устройства типа ШГС5805 обеспечивают включение и выключение погружных двигателей, дистанционное управление с диспетчерского пункта и программное управление, работу в ручном и автоматическом режимах, отключение при перегрузке и отклонении напряжения питающей сети выше 10 % или ниже 15 % от номинального, контроль тока и напряжения, а также наружную световую сигнализацию об аварийном отключении (в том числе со встроенной термометрической системой).

Комплексная трансформаторная подстанция погружных насосов – КТППН предназначена для питания электроэнергией и защиты электродвигателей погружных насосов из одиночных скважин мощностью 16-125 кВт включи-

тельно. Номинальное высокое напряжение 6 или 10 кВ, пределы регулирования среднего напряжения от 1208 до 444 В (трансформатор ТМПН100) и от 2406 до 1652 В (ТМПН160). Масса с трансформатором 2705 кг.

Комплектная трансформаторная подстанция КТППНКС предназначена для электроснабжения, управления и защиты четырёх центробежных электронасосов с электродвигателями 16-125 кВт для добычи нефти в кустах скважин, питания до четырех электродвигателей станков-качалок и передвижных токоприёмников при выполнении ремонтных работ. КТППНКС рассчитана на применение в условиях Крайнего Севера и Западной Сибири. В комплект поставки установки входят: насос, кабель в сборе, двигатель, трансформатор, комплектная трансформаторная подстанция, комплектное устройство, газосепаратор и комплект инструмента.

7. Методы борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН

Нефти продуктивных пластов Сологаевского месторождения содержат 2,85-6,64 % парафина по массе. Понижение давления и температуры нефти при движении по стволу скважины приводит к изменению её фазовых состояний, уменьшает растворимость по отношению к парафину и, следовательно, к выпадению парафина на глубинном и устьевом оборудовании. В настоящее время на скважинах с высокой обводнённостью продукции интенсивного выпадения парафина не наблюдается. Скважины, где на нефтепромысловом оборудовании происходит выпадение парафина, нашли применение технические и тепловые способы. Скважины №№ 50, 106, 124, 130, 309, 320, 370, 371, 373, 376, 471, 476, 498, 500, 503, 505, 704, 710, 805 и 815 периодически промываются горячей нефтью при помощи агрегата 1АДП-4-150.

Удаление парафина из насосного лифта на скважинах №№ 706, 804 и 811 осуществляется механическим способом при помощи скребков. Из выкидных линий и устьевой арматуры парафин удаляется пропаркой, для этой цели ис-

пользуется установка ППУА-1200/100. Для борьбы с парафином необходимо применять механические, тепловые и химические способы (табл. 3).

Таблица 3 – Мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин по рекомендуемому варианту

№№ п/п	Необходимые мероприятия	Объекты применения	Периодич- ность	Примечание
1	Пропарка или прокачка горячей нефтью	скважины с отложениями парафина	по графику	скважины оборудованы ШГН, ЭЦН, выкидные линии
2	Спуск скребка	– // –	– // –	скважины оборудованы ЭЦН
3	Промывка водным раствором препарата МЛ-80	все добывающие скважины	при подземных ремонтах	
4	Ввод ингибитора коррозии СНПХ 60-11	система сбора продукции	постоянно	
5	Затрубное пространство нагнетательных скважин заполнить ингибитором коррозии	весь фонд нагнетательных скважин	постоянно	

При подземных ремонтах и освоении с целью интенсификации притока жидкости к забоям скважин, рекомендуется проводить промывку препаратом МЛ-80. В качестве жидкости глушения необходимо применять 0,1-0,3 % водный раствор препарата МЛ-80 с температурой 60-70 °С. Для поддержания пластового давления в нефтяных залежах карбона на месторождении используются сточные воды. Использование пластовых вод, как правило, связано с интенсивным коррозионным износом скважинного оборудования. Борьба с коррозией оборудования ведётся путём закачки ингибитора коррозии СНПХ 60-11 в нефтепроводы и водоводы из расчёта 100 г/м³ сточной воды. На всех нагнетательных скважинах над продуктивным горизонтом необходимо устанавливать пакера, а затрубное пространство заполнить раствором ингибитора коррозии или нейтральной жидкостью. Отложение минеральных солей на скважинном оборудовании Сологаевского месторождения не наблюдается.

Список литературы

1. 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.
2. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
3. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2013. – 336 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2012-2015. – Т. 1-4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2013-2014. – Т. 1-4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
7. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика: монографія. – Львів: Сполом, 2018. – 476 с.
8. Анализ работы фонда скважин Сологаевского месторождения пласта Д₁+Д₂, оборудованных УЭЦН и расчёт параметров оборудования [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2bc78a4c43b88521306c26_0.html
9. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Антониади Д.Г., Кошелев А.Т. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2014. – № 9. – С. 84-86.
10. 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.
11. Яковлев А.Л., Чуйкин Е.П., Савенок О.В. Оценка полноты обеспеченности технологизации при проведении интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара: ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2016. – № 7/2016. – С. 35-40.
12. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Нарушения экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Научно-технический журнал «Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе». – М.: ВНИИОЭНГ, 2017. – № 1. – С. 50-54.
13. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемен Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 1. – С. 33-50.
14. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ эффективности работы УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 2. – С. 34-61.
15. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ применения системы байпасирования Y-Tool для исследования под действующей УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Науч-

ный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 2. – С. 62-81.

16. 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) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6-11 e-ISSN 2456-5040 Режим доступа: <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

17. 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: vsu.esrae.ru/2-8 Режим доступа: <http://vsu.esrae.ru/pdf/2017/02/8.pdf>

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

References

1. Antoniadis D.G., Savenok O.V., SHostak N.A. Teoreticheskie osnovy razrabotki neftnykh i gazovykh mestorozhdeniy: uchebnoe posobie. – Krasnodar: ООО «Prosveshchenie-YUG», 2011. – 203 s.

2. Bulatov A.I., Voloshchenko E.YU., Kusov G.V., Savenok O.V. Ekologiya pri stroitel'stve neftnykh i gazovykh skvazhin: uchebnoe posobie dlya studentov vuzov. – Krasnodar: ООО «Prosveshchenie-YUG», 2011. – 603 s.

3. Savenok O.V. Optimizatsiya funkcionirovaniya ehkspluatatsionnoy tekhniki dlya povysheniya ehffektivnosti neftepromyslovykh sistem s oslozhnyonnymi usloviyami dobychi. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skiy Dom – YUG», 2013. – 336 s.

4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Kapital'nyy podzemnyy remont neftnykh i gazovykh skvazhin: v 4 tomah. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skiy Dom – YUG», 2012-2015. – T. 1-4.

5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum po discipline «Zakanchivanie neftnykh i gazovykh skvazhin»: v 4 tomah: uchebnoe posobie. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skiy Dom – YUG», 2013-2014. – T. 1-4.

6. Bulatov A.I., Savenok O.V., YAreimichuk R.S. Nauchnye osnovy i praktika osvoeniya neftnykh i gazovykh skvazhin. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skiy Dom – YUG», 2016. – 576 s.

7. Bulatov A.I., Kachmar YU.D., Savenok O.V., YAreimichuk R.S. Osvoeniya naftovykh i gazovykh sverldov. Nauka i praktika: monografiya. – L'viv: Spolom, 2018. – 476 s.

8. Analiz raboty fonda skvazhin Sologaevskogo mestorozhdeniya plasta D1+D2, oborudovannykh UEHCN i raschyot parametrov oborudovaniya $\square$ EHlektronnyy resurs $\square$. Rezhim dostupa: http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2bc78a4c43b88521306c26_0.html

9. Berezovskiy D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V., Antoniadis D.G., Koshelev A.T. Razrabotka fiziko-himicheskikh modeley i metodov prognozirovaniya sostoyaniya porod-kollektorov // Ezhesemyachnyy nauchno-tekhnicheskij i proizvodstvennyy zhurnal «Neftyanoe hozyajstvo». – M.: ZAO «Izdatel'stvo «Neftyanoe hozyajstvo», 2014. – № 9. – С. 84-86.

10. YAKovlev A.L., Savenok O.V. Analiz prichin i posledstviy narusheniya ehkologicheskoy bezopasnosti pri intensivifikatsii dobychi nefti na mestorozhdeniyah Krasnodarskogo kraya // Sovremennyye tekhnologii izvlecheniya nefti i gaza. Perspektivy razvitiya mineral'no-syr'evogo kompleksa (rossijskij i mirovoj opyt). Sbornik materialov Vserossiyskoj nauchno-prakticheskoy konferentsii, posvyashchyonnoy 85-letiyu doktora tekhnicheskikh nauk, professora, akademika RAEN V.I. Kudina (26-27 maya 2016 goda, g. Izhevsk). – Izhevsk: Izdatel'skiy dom «Udmurtskiy universitet», 2016. – S. 427-437.

11. YAKovlev A.L., CHujkin E.P., Savenok O.V. Ocenka polnoty obespechennosti tekhnologizatsii pri provedenii intensivifikatsii dobychi nefti na mestorozhdeniyah Krasnodarskogo

kraya // Nauchno-tekhnicheskij zhurnal «Neft'. Gaz. Novacii». – Samara: OOO «Redakciya zhurnala «Neft'. Gaz. Novacii», 2016. – № 7/2016. – S. 35-40.

12. YAKovlev A.L., Savenok O.V. Narusheniya ehkologicheskoy bezopasnosti pri intensifikacii dobychi nefti na mestorozhdeniyah Krasnodarskogo kraya // Nauchno-tekhnicheskij zhurnal «Zashchita okruzhayushchej sredy v neftegazovom komplekse». – M.: VNIIOEHNG, 2017. – № 1. – S. 50-54.

13. Berezovskij D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Dzhozefs EHdzhemmen Rehjchel. Tekhnologii i principy razrabotki mnogoplastovykh mestorozhdenij // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHNLOGII (politehnicheskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – № 1. – S. 33-50.

14. Borovik O.V., Savenok O.V. Analiz ehffektivnosti raboty UEHCN na mestorozhdeniyah Krasnodarskogo kraya // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHNLOGII (politehnicheskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – № 2. – S. 34-61.

15. Borovik O.V., Savenok O.V. Analiz primeneniya sistemy bajpasirovaniya Y-Tool dlya issledovaniya pod dejstvuyushchej UEHCN na mestorozhdeniyah Krasnodarskogo kraya // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHNLOGII (politehnicheskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – № 2. – S. 62-81.

16. 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) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6-11 e-ISSN 2456-5040 Rezhim dostupa: <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

17. YAKovlev A.L., Samojlov A.S., Barambon'e Solanzh. Analiz himicheskikh metodov uvelicheniya produktivnosti skvazhin v OAO «TNK - Nizhnevartovsk» // Vestnik studencheskoj nauki kafedry informacionnykh sistem i programmirovaniya. – 2017. – № 02; URL: [vsu.esrae.ru/2-8](http://vsu.esrae.ru/pdf/2017/02/8.pdf) Rezhim dostupa: <http://vsu.esrae.ru/pdf/2017/02/8.pdf>

18. Ahriev K.R., Savenok O.V., YAKovlev A.L. Analiz ehffektivnosti primeneniya ustanovok ehlektrocentrobezhnykh nasosov na Novo-Pokurskom neftyanom mestorozhdenii // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHNLOGII (politehnicheskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – № 4. – S. 275-297.

THE ANALYSIS OF THE WELL STOCK WORK, EQUIPPED BY INSTALLATION OF AN ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMP, ON THE SOLOGAYEVSKOYE FIELD

Yakovlev A. L.¹, Cumbe E. L. V.²

¹ *the Design Department LLC «KNGK-Group», +7(918)-11-11-384,
yakovlev@i-npz.ru*

² *4th year student training direction 21.03.01 «Oil and Gas Engineering» Kuban state
technological university, +7(967)-30-35-769, leoneledson@gmail.com*

The article presents the geological and physical characteristics of the Sologayevskoye deposit; the analysis of wells equipped by installation of an electric centrifugal pump is performed; measures to prevent and combat complications in the operation of wells

equipped by installation of an electric centrifugal pump, reduce water cut, improve the state of the bottomhole formation zone, enhance oil recovery; the condition of the operational fund of the wells is considered, and the selection of an electric centrifugal pump for the well is performed.

Keywords: geological and physical characteristics of the object; installation of an electric centrifugal pump; analysis of the work of wells equipped by installation of an electric centrifugal pump; causes of equipment failures during operation of the installation of an electric centrifugal pump; calculation of installation of an electric centrifugal pump selection to the well; module-section of the pump; gas separator.