



НЕФТЕЮГАНСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
КОЛЛЕДЖ

Автономное учреждение профессионального образования
Ханты-Мансийского автономного округа - Югры
«Нефтеюганский политехнический колледж»

К защите допущен:
заместитель директора
по УПР
Миляр О.А.

«___» _____

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

ТЕМА:

Выпускник:

(Фамилия, имя, отчество)

Группа № РЭ 1.9

Специальность: **21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений**

Работа допущена к защите с оценкой _____ (_____)

Руководитель : **Орлова Светлана Владимировна**

(Фамилия, имя, отчество)

Нефтеюганск 2023г

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1 Геологический раздел	5
1.1.....	5
1.2.....	12
2 Технико-технологический раздел	14
2.1.....	14
2.2.....	17
2.3.....	21
2.4.....	23
2.5.....	24
2.6.....	25
2.7.....	27
3 Охрана труда и противопожарная безопасность при борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН на Южно-Ягунском месторождении	32
4 Охрана окружающей среды	35
Заключение	37
Список литературы	39
Приложение А	40
Приложение Б	41

					НПК.21.02.01. 11961.ДП.23.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата	Анализ ВВЕДЕНИЕ	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Гаджиев Н.К..	ь				3	41
Провер.		Орлова С.В.						
Н. Контр.					НПК гр. РЭ 1.9			
Утверд.								

Западно-Сибирская провинция занимает ведущее место в России как по величине выявленных в ее пределах запасов углеводородов, так и по уровню нефти и газа. Будучи самой молодой из провинций, имеющих развитую нефтедобывающую промышленность, она за короткий промежуток времени вышла на первое место по основным показателям. Объем начальных разведанных запасов нефти Западной Сибири составляет более 60% общероссийского, текущих – более 70%. Ежегодная добыча нефти в регионе составляет порядка 70% суммарной по России.

Опыт показал, что для увеличения эффективности и надежности работы УЭЦН, извлечения дополнительной нефти при нарастающей обводненности, одной из важных задач является обеспечение работ насосных установок в оптимальном режиме, обеспечивающем минимальные энергетические затраты, возможно больший межремонтный период работы оборудования, а также повышения коэффициента эксплуатации.

Цель работы - провести анализ работы и оптимизацию скважин, оборудованных УЭЦН на Южно-Ягунском месторождении НГДУ «Когалымнефть» ЦДНГ-1, которое по объему начальных запасов относится к разряду крупных.

1 ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

					НПК 21.02.01. 11961.ДП.23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		4

1.1 Геолого-промысловая характеристика Южно-Ягунского месторождения

Южно-Ягунское нефтяное месторождение находится в северо-восточной части Сургутского нефтегазоносного района и расположено в северо-восточной части города Сургута, в 75 км от него и в 60 км на юго-запад от города Ноябрьска. В непосредственной близости от месторождения проходят железная дорога Сургут - Уренгой и трасса газопровода Уренгой - Челябинск.

Рассматриваемый район представляет собой пологую озерно-аллювиальную равнину южного склона Сибирских увалов, абсолютные отметки которой колеблются от 110...120 км на севере, до 70...75 км на юге. Гидрографическая сеть представлена реками субмеридиального направления:

- Ингу-Ягун,
- Кирил-Выс-Мун,
- Глунг-Ягун и другие.

Широко распространены болота и озера, которые являются составной частью гляциальноозерного комплекса микроландшафтов. В летнее время болота не проходимы для колесного транспорта, зимой часто встречаются непромерзшие участки, что представляет собой значительные трудности для передвижения техники, при транспортировке оборудования, при строительстве буровых.

Заселенность площади составляет около 15% и находится в зоне средней тайги с преобладанием хвойных пород. Основные массивы лесов (кедр, лиственница, сосна) сосредоточены на приподнятых участках и на речных террасах. На водораздельных участках господствуют болота с отдельными островками карликового леса (сосна, береза).

Климат района резко континентальный с холодной, суровой зимой и коротким, но теплым летом. Среднегодовая температура зимой $-30,2^{\circ}\text{C}$, летом $+16,1^{\circ}\text{C}$. Устойчивый снежный покров образуется в третьей декаде октября и держится 200-220 дней. Толщина снежного покрова на отдельных

					Лист
					6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата	

НПК 21.02.01. 11961.ДП.23.

Геологический разрез Южно-Ягунского месторождения представлен породами двух структурных комплексов: мезозойско-кайнозойского чехла и доюрских образований.

Палеозойский фундамент. На Южно-Ягунском месторождении породы фундамента не вскрыты. В целом по Сургутскому своду породы вскрытой части фундамента представлены эффузивами. Зеленоватые и вишнево-бурые миндалекаменные диабазовые порфириды предположительно триассового возраста вскрыты Сургутскими скважинами 51 и 52 и Федоровской скважиной 131. В верхней части эффузивов залегает кора выветривания, толщина которой несколько десятков метров.

Юрская система. Нижне-среднеюрский отдел (тюменская свита) представлен чередующимися прослоями сероцветных песчаников, алевролитов и аргиллитов с обилием обугленного растительного детрита. Отдельные прослои и пачки аргиллитов, сильно обогащенные углистым детритом, переходят в прослои бурых углей. Нефтеносность отложений тюменской свиты на данном месторождении не установлена. По спорово-пыльцевым комплексам возраст пород определяется как триассовый. Вскрытая толщина тюменской свиты около 400 м.

Верхнеюрский отдел (васюганская, георгиевская, баженовская свиты). Нижняя подсвита васюганской свиты представлена аргиллитами темно-серого цвета, тонкослоистыми, известковистыми до переходящими в известняк, иногда здесь встречаются прослои битуминозных аргиллитов. Верхняя часть васюганской свиты сложена песчаниками и алевролитами темно-серыми, мелко-зернистыми, слюдистыми глинистыми, слабоизвестковистыми с подчиненными прослоями аргиллитов.

К отложениям подсвиты приурочен горизонт ЮС1, верхняя часть которого является промышленно-нефтеносной. Индексирована, как пласт ЮС1-1 и выделена в объект подсчета. Возраст осадков васюганской свиты – верхнекелловый–оксфордский, установлен по фауне аммонитов и

					НПК 21.02.01. 11961.ДП.23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		7

фораманифер. Мощность всей свиты в целом – 75 - 80 м, верхней подсвиты – 30 – 35 м.

Отложения георгиевской свиты представлены аргиллитами темно-серыми, почти черными с зеленоватым оттенком (за счет присутствия глауконита), иногда встречаются прослой известковистого песчаника. Аргиллиты очень плотные, иногда известковистые, переходящие в глинистый известняк. В аргиллитах георгиевской свиты встречаются прослой, обогащенные обломками спикул губок настолько, что визуально порода похожа на песчаник. Породы георгиевской свиты содержат фауну кимериджского возраста. Мощность свиты редко превышает 4 - 5 м, иногда сокращается до 0.8 - 1.0 м.

Породы баженовской свиты являются одним из самых выдержанных литологических и стратиграфических реперов и представлены буровато-черными тонкоплитчатыми аргиллитами с тонкими прослоями глинистого листоватого материала и известняков, с вкраплениями пирита, с большим количеством органического материала. Они содержат многочисленные обломки раковин аммонитов, пелиципод. Возраст аргиллитов баженовской свиты - волжский. В самой кровле встречена фауна бериасского яруса. Мощность баженовской свиты – 24 - 30 м.

Меловая система. Нижнемеловый отдел (мегионская, вартовская, алымская и нижняя часть покурской свиты).

Мегионская свита имеет пятичленное строение. Низы свиты образует подачимовская пачка темно-серых, почти черных аргиллитов, участками битуминозных. Выше залегает ачимовская толща, не имеющая повсеместного распространения, представленная песчаниками светло-серыми, мелко-зернистыми, карбонатными. К ней приурочены песчаные пласты БС16 – БС22, с которыми связана промышленная нефтеносность на Сургутском своде. В пределах Южно-Ягунского месторождения признаки нефтеносности обнаружены при опробовании скважин 103р (пл.БС18) и 110р (пл.БС16). Выше залегают темно-серые аргилитоподобные глины,

					НПК 21.02.01.11961.ДП.23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		8

плитчатые, слюдистые с прослойками и линзами светло-серого песчаного материала. Следующая пачка представлена чередованием аргиллитов, песчаников и алевролитов. К этим отложениям приурочены песчаные пласты БС12 – БС10. Установлена промышленная нефтеносность пластов БС10-1, БС10-2, БС11-1, БС11-2. Завершает разрез мегийонской свиты пачка аргиллитов темно-серых, плотных, слабо алевролитистых. На Сургутском своде эта пачка имеет региональное распространение и стратиграфической схеме выделена как чеускинская. В породах мегийонской свиты встречена фауна аммонитов и фораминифер берийонского и валанжинского ярусов. Толщина свиты 470-510 м.

Вартовская свита представляет собой толщу переслаивания песчаников и алевролитов, аргиллитов и аргиллитоподобных глин. Свита делится на две части: нижнюю, включающую пласты группы БС1-БС9, и верхнюю – с пластами АС4 – АС11. Все эти пласты на Южно-Ягунском месторождении водонасыщены. Раздел между ними – пимская пачка темно-серых, однородных аргиллитоподобных глин. В пределах нижней подсвиты выделяется сармановская пачка, которая является зональным репером в пределах широтного Приобья. Отличием отложений верхней и нижней подсвит являются условия их формирования. Осадки нижней подсвиты накапливались в условиях открытого морского бассейна, о чем говорят остатки фауны аммонитов и фораминифер. По литологическому составу породы нижней подсвиты вартовской свиты в пределах описываемого месторождения имеют значительные сходства с породами мегийонской свиты. Наиболее существенным отличием является обедненность комплексов встреченной фауны и несколько повышенная глинистость песчаников и алевролитов.

Верхняя подсвита формировалась в условиях мелководья или даже в замкнутых континентальных бассейнах. Подтверждением этому служит состав, окраска пород, а также комплекс органических остатков. Довольно редкие комплексы фораминифер встречаются в нижней части верхней

					НПК 21.02.01. 11961.ДП.23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		9

подсвиты. В верхней же части встречаются остатки пресноводных остракод и пелеципод. Вмещающие фауну аргиллитоподобные глины серые, зеленовато-серые до зеленых, с неясновыраженной слоистостью, вверху комковатые, перемятые с зеркалами скольжения. Отличительной чертой песчаников и алевролитов является слабая отсортированность обломочного материала и цемент, в составе которого значительную роль играет каолинит. Возраст вартовской свиты принимается по схеме как валанжин-барремский, причем нижняя подсвита датируется валанжин-готеривской, а верхняя - готерив-барремской. Мощность вартовской свиты достигает 400 м.

Алымская свита представлена глинистыми породами темно-серыми, почти черными с прослойками и линзами алевролитов. Мощность свиты 120м.

Покурская свита объединяет верхи нижнего и низы верхнего отделов меловой системы. В покурской свите выделяются две подсвиты. Нижняя – наиболее глинистая и верхняя – с преобладанием песчано-алевритовых пород. Фауной отложения не охарактеризованы. На крайнем западном и юго-западном склонах Сургутского свода аналогом возрастным покурской свиты являются две свиты - нижняя, преимущественно глинистая альбского возраста (ханты-мансийская) и верхняя - в основном песчано-алевритовая (уватская), относимая к сеноману. Толщина свиты 800 м.

Верхний отдел меловой системы (кузнецовская, березовская, ганькинская свиты). Кузнецовская свита в нижней части представлена глинами темно-серыми, почти черными туронского яруса, которые выдержаны по площади и разрезу и являются региональным репером в пределах Западной Сибири. Вверх по разрезу глины меняют окраску до серых. Глины обогащены фауной фораминифор, иноцерамов, бакулитов и др. Толщина свиты 23 – 26 м.

Березовская свита расчленяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя подсвита сложена голубовато-серыми, плотными, слабоглинистыми опоками и темно-серыми глинами с остатками фауны. Верхняя подсвита

представлена зеленовато-серыми, опоковидными глинами. Толщина свиты 150 – 175 м.

Ганькинская свита завершает разрез отложений меловой системы. Представлена глинами серыми и зеленовато-серыми, известковистыми до известковых, переходящими в мергелит. В породах встречается глауконит, фауна фораминифер маастрихтского яруса. Толщина ганькинской свиты 110 – 120 м.

Палеогеновая система. Палеогеновый отдел (талицкая свита) сложен монтмориллонитовыми глинами, темно-серыми, плотными, аргиллитоподобными. Толщина свиты 80 – 100 м.

Эоценовый отдел (люлинворская свита) представляет собой толщу глин, в нижней части опоковидных, в верхней диатомовых, переходящих в диатомиты. По возрасту эти отложения относятся к нижнему-среднему эоцену, толщина отложений свиты 180 – 210 м.

Верхний эоценовый – нижний олигоценовый отделы (тавдинская свита) сложены глинами алевритистыми. Толщина свиты до 180 м.

Средний олигоценовый отдел (атлымская, новомихайловская свиты). Атлымская свита представлена песками кварцевыми, разномзернистыми с прослоями линзовидных включений песчанистых глин. Толщина свиты до 50м.

Новомихайловская свита представлена глинами серыми, коричневатосерыми, зеленовато-серыми, с включениями слабоуплотненных алевролитов и бурых углей. Толщина отложений свиты до 30 – 60 м.

Верхний олигоцен (туртасская свита) представлен алевритами, песками и глинами. Пески и алевриты кварцевые с включениями зерен глауконита. Толщина свиты 40 – 70 м.

Неогеновая система. Отложения неогена развиты не повсеместно и керном не охарактеризованы.

					НПК 21.02.01. 11961.ДП.23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		11

Четвертичная система. Отложения системы развиты повсеместно и представлены суглинками, супесями, песками и глинами пойменных и озерно-болотных фаций. Толщина отложений 15 – 30 м.

1.2 Состав и свойства пластовых жидкостей и газа на Южно-Ягунского месторождении

Свойства пластовой нефти и газа Южно-Ягунского месторождения были изучены по данным исследования поверхностных и глубинных проб.

Отбор глубинных проб является наиболее ответственной операцией при исследовании скважин. Отбор проб производился после исследования скважины на различных режимах с замерами пластового, забойного и устьевого давлений, температуры, дебитов нефти и газа.

Данные свойств пластовой нефти по пластам приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Свойства пластовой нефти

Показатели	1БС10	2БС10	1БС11	2БС11	ЮС1
Давление насыщения газом, МПа	10,42	9,73-10,65	6,3	8,6	9,0
Газосодержание, м3/т	69,64	56,79-70,32	62,12-68,6	90,78-107,3	106,9
Газовый фактор при условиях сепарации, м3/т	56,4	48,5-57,1	48,88-52,6	68,98-87,74	106,8
Объемный коэффициент	1,19	1,16-1,18	1,19-1,22	1,251-1,316	1,284
Плотность, г/см	0,777	0,786-0,799	0,754-0,77	0,754-0,774	0,842
Объемный коэффициент в условиях сепарации	1,133	1,123-1,128	1,129-1,14	1,151-1,206	1,454
Вязкость, Мпа·сек	1,35	1,136-1,181	1,137-1,19	0,74-1,08	1,34

В поверхностных условиях наблюдается тенденция наличия более легких нефтей в центральной сводовой части залежи.

Физические свойства нефти по пластам приведены в следующей таблице.

Таблица 1.2 - Физические свойства нефти по пластам.

					НПК 21.02.01. 111961. ДПШ 23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		12

Пласт	Плотность г/см	Вязкость при 20	Выход фракции	Содержание			
				серы	парафин.	асфальт.	смола %
1БС10	0,872	17,19	45,1	0,86	2,19	3,49	6,68
2БС10	0,866	13,06	49,6	0,84	2,25	2,59	6,54
1БС11	0,861	11,29	48,1	0,78	2,24	3,26	6,74
2БС11	0,854	9,05	50,1	0,68	2,38	1,24	4,84
ЮС 1	0,833	4,36	57,1	0,44	2,33	0,45	3,50

В целом полученные данные позволяют сделать вывод о том, что вниз по разрезу нефть становится легче, с соответственным уменьшением вязкости, содержания асфальтенов, смол силикагелевых, серы и увеличением растворенного газа в нефти.

Минерализация вод по пластам характеризуется следующими значениями:

БС₁₀¹ 18,2...23,6 г/л, БС₁₀² 21,0...21,3 г/л, БС₁₀¹ 19,5...21,1 г/л, БС₁₁² 18,4...22,7 г/л.

Хлор-иона содержится 13475 мг/л., натрий-иона 8466 мг/л, кальций иона 532 мг/л.

Микрокомпоненты присутствуют в следующих количествах: йод 0,84...4 мг/л, бром 43,6...67,6 мг/л, аммоний 30...75 мг/л.

Растворимый газ в основном состоит:

Метан 82,4...84,6 %, этан 3,37...4,40 %, пропан 1,75...2,19 %, изобутан 0,129...1,154 %, бутан 0,526...0,55 %, азот 4,67...8,28 %, гелий 0,06...0,184%, углекислый газ 1,86 %.

2 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

2.1 Анализ системы разработки Южно-Ягунского месторождения

Первая технологическая схема составлена СибНИИНП в 1980 году и утверждена ЦКР СССР в том же году (протокол ЦКР СССР № 803 от 01.10.1980 г.), как предварительная и рекомендована для использования при проектировании внешних коммуникаций.

В связи со значительным приростом запасов нефти СибНИИНП в 1982 году составил Дополнительную записку к технологической схеме разработки Южно-Ягунского месторождения.

Технологической схемой разработки Южно - Ягунского месторождения предусмотрено:

- выделение двух эксплуатационных объектов 1-2БС10 и 2БС11
- применение по каждому объекту блоковой системы разработки с 3-х рядным размещением скважин по сетке 500х500м.
- общий проектный уровень добычи нефти - 5,5 млн.т/год
- общий проектный уровень добычи жидкости - 9,96 млн.м³/год
- общий проектный объем закачки воды - 13 млн.м³/год

В 1983 году запасы были утверждены в ГКЗ СССР (протоколы № 9337 и № 9338 от 02.11.83 г.)

На основе этих запасов в 1984 году в ТатНИПИнефть составлена новая технологическая схема. Протоколом № 1092 ЦКР МНП от 25.07.1984 г. утверждены следующие основные положения:

- выделение трех эксплуатационных объектов (1+2БС10, 1+2БС11, Ю1) с разбуриванием их самостоятельными сетками скважин;
- применение по объектам 1+2БС10 и 1+2БС11 блоковой системы разработки с 3-х рядным размещением скважин по треугольной сетке 500х500 м; по пласту Ю1 - площадной 9-ти точечной системы заводнения по сетке 400х400 м;
- ввод в разработку пласта 1БС10, совпадающего в плане с пластом 2БС10, производить при организации самостоятельной системы заводнения

					НПК 21.02.01. 11961.ДП.23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		14

на каждый пласт при совместном отборе продукции из добывающих скважин;

- общий проектный фонд 3491 скважина, в т.ч. 1986 добывающих, 878 нагнетательных, 570 резервных, 57 контрольных.

При расчетах рассматривались запасы нефти, числящиеся на балансе ВГФ на 01.01.1989 г. За технологическую основу приняты решения, рассмотренные и утвержденные ЦКР МНП, Главтюменнефтегазом, протоколами геолога - технических совещаний 1985 - 1988 гг. об отмене и размещении новых скважин. Необходимость уточнения технологической схемы объясняется следующими причинами.

1. За время, прошедшее с утверждения предыдущего технологического документа, изменились представления о запасах нефти как в качественном, так и количественном выражениях. Балансовые запасы нефти в целом по месторождению сократились с 649,988 млн.т до 547,444 млн.т (на 15,8 %).

2. Основные пласты находящиеся в разработке 2БС11 и 2БС10 по геологическим признакам обладают высокими коллекторскими свойствами. Пласты с аналогичными свойствами на других месторождениях характеризуются значительными показателями нефтеизвлечения.

Однако, накопленная добыча нефти по высокообводненным скважинам и отдельным участкам в 2-3 раза меньше ожидаемой.

4. Из числящихся на балансе ВГФ 220,7 млн.т. содержится в пласте 1БС10. Пласт крайне неоднороден по коллекторским свойствам и принадлежит по типу к недонасыщенным нефтью коллекторам.

5. Обводненность продукции скважин объекта 1-2БС11 в предыдущие годы превышала проектную на 15-20%. Характеристика обводнения основных запасосодержащих пластов 2БС10 и 2БС11 близка к плановой и в ближайшие годы следует ожидать интенсивного обводнения первых рядов добывающих скважин. Учитывая то, что объем вовлеченных извлекаемых запасов меньше проектного, а также то, что оставшееся бурение будет

размещаться в водо-нефтяных, краевых зонах, обводненность будет возрастать более быстрыми, чем предполагалось, темпами.

С целью уточнения предыдущего, с учетом новых данных, в 1990 году институтом СибНИИНП была составлена дополнительная записка к технологической схеме разработки Южно - Ягунского месторождения.

Центральной комиссией по разработке утверждены следующие принципиальные положения:

- проектный уровень добычи нефти - 9.451 млн.т.
- проектный уровень жидкости - 24.1206 млн.м.
- проектный объем закачки воды - 30.5802 млн.м
- общий фонд скважин за весь срок разработки - 3323 шт.
- фонд скважин для бурения всего - 1047 шт.
- на основной залежи сохранить проектную сетку скважин.
- предусмотреть в более поздние этапы разработки переход на блочно - замкнутую систему по объектам 1+2БС10, 1+2 БС11;
- применение для пласта ЮС1 площадной семиточечной системы разработки с расположением скважин по сетке 500х500м;

На месторождении реализуется блоковая система разработки с 3-х рядным размещением скважин. Общее количество блоков заводнения в настоящее время достигло 18. Естественно, блоки отличаются как по своим геологическим условиям, так и по степени разбуренности и темпам разработки. Кроме этого, применение двух самостоятельных сеток размещения скважин на основные пласты БС10-11 сформировало, в основном, две группы скважин:

1 группа - скважины, работающие только на один пласт (1БС10, либо 2БС10, либо 1БС11, либо 2БС11).

2 группа - скважины, работающие на два пласта (1БС10+ 2БС10, либо 1БС11+ 2БС11)

					НПК 21.02.01. 11961.ДП.23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		16

2.2 Динамика основных показателей разработки Южно-Ягунского месторождения

По состоянию на 01.01.2017 г. на месторождении пробурено 1804 скважин всех назначений, в том числе добывающих 1376, нагнетательных-363, прочих-65. На 1.01.2017 г. фонд добывающих скважин составляет в целом по месторождению 1376 скв., в том числе по объекту БС11 - 577 скв. по объекту БС10 – 762 скв. и по объекту ЮС1- 37 скважин. Из всего фонда добывающих скважин в целом по месторождению более 35% фонда эксплуатируют совместно два и более пласта. По объекту БС10 более 43.5% фонда скважин работают совместно на пласты БС10-1 и БС10-2. По объекту БС11 совместно работающие скважины составляют около 23%. Фонд нагнетательных скважин составляет 363, из них по объекту БС10 - 202 скважины и по объекту БС11 - 166 скважин. В 40 нагнетательных скважинах (14.7% из общего фонда) закачка воды осуществляется на два и более пластов.

Буровыми бригадами Когалымского управления буровых работ за 2016г. пробурено 1201 метра горных пород. Средний дебит одной новой скважины по нефти составил 25,8 т/сут. На 01.01 2017 года с начало разработки месторождения отобрано 90505,1т.т. нефти, что составил 81,6% от начальных извлекаемых запасов (НИЗ), при этом темп отбора от НИЗ составил 3,84%.

Средний дебит жидкости одной скважины снизился на 0,8т/сут. и составил 40,5т/сут, по нефти 12,5т/сут. При этом среднегодовая обводненность составила 69,2%. Процент падения добычи составил 1,1%

На 1 января 2017 года эксплуатационный фонд НГДУ «Когалымнефть» составил 1008 скважин, в том числе действующих - 922. Эксплуатация осуществляется механизированным способом: электроцентробежными насосами – 75%, штанговыми глубинными насосами – 25%

Динамика изменения действующего фонда и фонда добывающих скважин показана в таблице 2.1.

					НПК 21.02.01.11961.ДП.23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		17

Таблица 2.1 - Динамика действующего фонда и фонда добывающих скважин за 2011 - 2017 г.г.

Год	Фонд добывающих скважин	Действующий фонд		В % к 1996, скважин	
		скважин	% от добыч.	Добыв.	Действ.
2011	1231	879	71,4	100	100
2012	1236	948	76,7	100,4	107,8
2013	1192	1072	89,9	96,8	122,0
2014	1023	918	89,7	83,1	104,4
2015	1020	938	91,96	81,9	103,6
2016	1009	908	89,99	81,9	103,3
2017	1008	922	91,47	81,9	104,9

Эксплуатационный и действующий фонд нагнетательных скважин составил соответственно 208 и 159, т.е. значительная часть фонда скважин находится в бездействии.

Весь действующий фонд добывающих скважин механизирован, из них 78% оборудовано ЭЦН (724скв.), 22% - ШГН (198 скв.).

Дебиты добывающих скважин изменяются в широких пределах: от 0.8 м³/сут. по жидкости и до 85 т/сут - по нефти. Средний дебит добывающих скважин в целом по месторождению составляет по нефти 18.2 т/сут, по жидкости - 52.7 м³/сут. Текущая обводненность 65.2% (весовая). Из всего фонда побывавших в эксплуатации скважин 234 скважины достигли обводненности свыше 98%. В бездействующем фонде - 97 скв., в эксплуатации находятся 137 скважин. Скважины, находящиеся в эксплуатации с обводненностью свыше 98%, составляют 7.7% от всего действующего фонда добывающих скважин.

В целом, исключая отдельные участки, разработка пластов ведется при реализации трехрядной системы заводнения. Кроме этого, на центральных

					НПК 21.02.01.11961.ДП.23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		18

участках основных пластов БС10-2 и БС11-2 освоена приконтурная система закачки.

Разработка месторождения ведется с поддержанием пластового давления. За год закачано 14910 т.м воды. В летний период проводилось отключение ряда нагнетательных скважин с целью изменения фильтрационных потоков.

Текущая компенсация отбора жидкости закачкой составила 102.5 %, с начала разработки - 108,6%

Оценка текущих извлекаемых запасов по Южно-Ягунскому месторождению приведена в следующей таблице.

Таблица 2.2 - Баланс запасов нефти Южно-Ягунского месторождения по пластам

Пласт	Нач.извл ек.запас (В+С) тыс.т.	Кол-во отобран. нефти, тыс.т.	Тек. извлек. запасы на 01.01. 2000г. тыс.т.	Активные запасы		Трудноизвлекае- мые запасы	
				тыс.т	%	тыс.т.	%
БС10-1	14013	5352,4	8660,6	2641,5	30,5	6019,0	69,5
БС10-2	39212	36564,3	2647,7	1821,2	68,8	826,5	31,2
БС11-1	3507	2386,8	1120,2	492,8	43,8	627,4	56,2
БС11-2	49840	40265,2	9574,8	6070,4	63,4	3504,4	36,6

Запасы пласта 2БС10 составляют 36,4% от извлекаемых. Залежь пласта 2БС10 является основной по запасам и удельной добыче.

Добыча нефти за год составила 2396. т.т., или 56,2% от добычи по месторождению. Дебит нефти по году составил 12,7т/с. Обводненность среднегодовая 66,8%.

Эксплуатационный фонд по пласту составил 638 скважин, в том числе совместных 46.

					НПК 21.02.01. 11961.ДП.23.		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата			19

Действующий фонд составил - 569 скважин. За год закачено 8349 т.м воды и компенсация отбора жидкости закачкой составила 107,4%, с начала разработки 120.8%. Средневзвешенное давление по пласту составило 223,5 атм.

По пласту 1БС10 добыто за год 420.722 т.т. нефти или 9.7% от добычи по месторождению. Дебит нефти по году составил 4,5 т/сут, обводенность 50%.

Эксплуатационный фонд по пласту составил 322 скважины, в том числе совместных 130 скважин.

Действующий фонд составил 290 и увеличился на 38 скважин.

Закачено воды за год 1050.269 т.м. Компенсация отбора жидкости закачкой составила 109%, с начала разработки 141, 2%.

Средневзвешенное давление по пласту составило 222,4 атм.

Залежи пласта 2БС11 являются основными по запасам и удельной добыче нефти.

За год добыча нефти по объекту составила 1788 т.т. или 41,1% от добычи по месторождению. Дебит нефти по году составил 12.7 т/сут, обводенность составила 71,3%

По пласту введено 2 скважины с дебитом нефти 17,6 т/сут, обводенностью 22 %.

Эксплуатационный фонд по пласту составил 386 скважин, в том числе совместных 46 скважин.

Действующий фонд составил 353 скважины.

За год закачено воды 6537 т.м. Компенсация отбора жидкости закачкой составила 107,4%, с начала разработки 120,1%.

Средневзвешенное давление по пласту составило 227,1 атм.

По пласту 1БС11 добыто 108.8 т.т. нефти, дебит нефти по году составил 5,1 т/сут, обводенность 77,5%.

Эксплуатационный фонд по пласту составил 70 скважин, в том числе совместных 53 скважин.

					НПК 21.02.01. 11961.ДП.23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		20

За год закачено 330 т.м воды. Компенсация отбора жидкости закачкой составила 70,9%, с начала разработки 49,5 %.

Закачка воды осуществляется на южной залежи.

По пласту ЮС1 работает 22 добывающие скважины.

За год добыто нефти 116 т.т. Эксплуатационный фонд по пласту 25 скважин.

Закачка воды начата в апреле 2014г. и до конца года закачено 24 т. м³ воды.

2.3 Фонд скважин Южно-Ягунского месторождения

В настоящее время добыча нефти на Южно - Ягунском месторождении осуществляется механизированным способом.

На 01.01.2017 года эксплуатационный фонд ЦДНГ-1 Южно - Ягунского месторождения составил, 174 скважины. Из эксплуатационного фонда в действии находятся 151 скважина, в бездействии 23 скважины. Из всего эксплуатационного фонда скважины, оборудованные УЭЦН, составляют 137 скважин, а скважины, оборудованные ШГН, составляют 37 скважин.

В простаивающем фонде находятся 6 скважин, оборудованных УЭЦН, скважин оборудованных ШГН в простое нет. Отсюда следует, что на 01.01.2017 года количество скважин, дающих продукцию, составляет 126 скважин оборудованных УЭЦН и 19 скважин оборудованных ШГН. Количество скважин, относящиеся к системе поддержания пластового давления, составляет 56 скважин, из них в простое находится 2 скважины. Из всего фонда ликвидировано 12 скважин и 15 скважин относятся к пьезометрическим. Общий фонд скважин ЦДНГ-1 Южно - Ягунского месторождения составляет 334 скважины.

Средний дебит по скважинам, оборудованным УЭЦН, по жидкости составляет 83м³/сут, по нефти 31,3 т/сут, а средний дебит по жидкости скважин, оборудованных ШГН, составляет 15м³/сут, по нефти 1,9 т/сут.

					НПК 21.02.01.11961.ДП.23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		21

На долю УЭЦН приходится 63% эксплуатационного фонда. Наибольшее количество установок приходится на ЭЦН-50, затем ЭЦН-80 и ЭЦН-40. На участке используются также импортные установки DN-280, DN-450, DN-610, DN-800. Фонд скважин оборудованных УЭЦН эксплуатируется со сравнительно высокими динамическими уровнями и требует значительной оптимизации. Наибольшую оптимизацию в целом на участке необходимо провести по фонду отечественных установок. Глубина подвески насосных установок составляет в среднем 1600-2100 метров.

В фонде скважин, оборудованных ШГН, на долю отечественных ШГН приходится 89% скважин, на долю импортных 10%. Хотя по ШГН динамические уровни в целом достаточно низкие, здесь имеется потенциал для их оптимизации. Используются как не вставные, так и вставные ШГН. Станки-качалки типа СКД и импортные Vulkan. Глубина подвески ШГН составляет 1100-1600 метров. Используются также хвостовики.

Применение УЭЦН позволяет вводить нефтяные скважины в эксплуатацию как непосредственно после бурения, так и при переводе с фонтанного способа добычи нефти на механизированный способ.

Применение УЭЦН позволяет эффективно разрабатывать месторождения, находящиеся на поздней стадии эксплуатации, когда форсированные режимы работы являются одним из решающих факторов, существенно влияющих на объемы добычи нефти.

Наличие штанговой колонны, сложная кинематика станка, необходимость использования тяжелого оборудования при эксплуатации высокодебитных скважин сужают область применения штанговых установок. На промыслах широко распространены установки с погружными центробежными электронасосами (УПЭЦН), позволяющие при большой подачи развивать высокий напор, достаточный для подъема нефти с больших глубин.

					НПК 21.02.01.11961.ДП.23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		22

2.4 Основные узлы и принцип действия УЭЦН на Южно-Ягунском месторождении

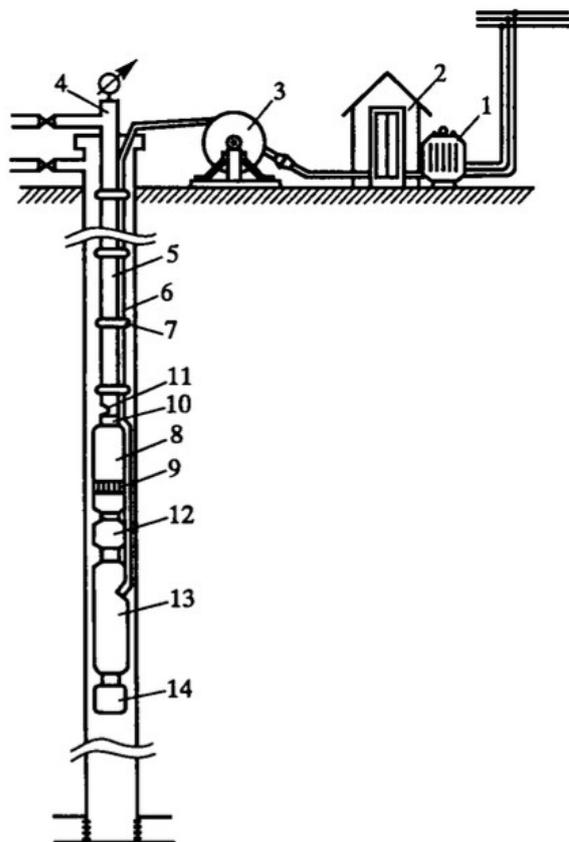


Рисунок 2.1 – Принципиальная схема УЭЦН

1 – трансформатор, 2 – станция управления, 3 – кабельный барабан, 4 – оборудование устья, 5 – НКТ, 6 – бронированный электрический кабель, 7 – зажимы для кабеля, 8 – погружной многоступенчатый центробежный насос, 9 – приемная сетка насоса, 10 – обратный клапан, 11 – сливной клапан, 12 – узел гидрозащиты, 13 – погружной электродвигатель, 14 – компенсатор(или ТМС).

Принцип действия установки электроцентробежного насоса заключается в том, что жидкость, засасываемая через приемный фильтр, поступает на лопасти вращающегося рабочего колеса, под действием которого она приобретает скорость и давление. Для преобразования кинетической энергии в энергию давления, жидкость, выходящая из рабочего колеса, направляется в неподвижные каналы переменного сечения рабочего аппарата, связанного с корпусом насоса, затем жидкость, выйдя из рабочего

					НПК 21.02.01.11961.ДП.23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		23

аппарата, попадает на рабочее колесо следующей ступени и цикл повторяется. Электроэнергия в ПЭД подается по кабелю через трансформатор и станцию управления.

2.5

Основные факторы, осложняющие работу скважин, оборудованных УЭЦН, являются: АСПО, отложения солей, наличие в продукции скважин механических примесей, кривизны ствола скважин, высокая вязкость продукции, образование стойких водонефтяных эмульсий, а в ряде случаев коррозионная активная среда.

Наиболее серьезные осложнения и отказы оборудования возникают в связи с отложением парафина, солей на забое скважин, в подъемных трубах, в наземном и подземном оборудовании и т.д.

Отложение парафина и солей на рабочих органах установки, на стенки подъемных труб, арматуры и трубопроводов уменьшают (а некоторых случаях полностью прикрывают) проходное сечение, создавая дополнительное сопротивление движению продукции, как следствие этого, дебит жидкости уменьшается вплоть до полного прекращения подачи установки. К тому же значительное снижение производительности может привести к перегреву ПЭД и преждевременному выходу его из строя.

В результате отложения парафина и солей в скважинах происходит снижение проницаемости ПЗП и как следствие, падения дебита скважины.

Наличие в откачиваемой продукции механических примесей, кривизна ствола скважин обуславливают увеличение интенсивности износа рабочих органов и опор насоса, увеличение уровня вибраций погруженного агрегата, снижение срока службы УЭЦН, а в ряде случаев наряду с коррозией могут послужить причиной аварий связанных с падением оборудования на забой скважин.

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

					НПК 21.02.01. 11961.ДП.23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		25

1. Для снижения количества подъемов насосных установок по причине негерметичности подвески НКТ рекомендуется менять старую подвеску НКТ на новую и вести учет о количестве произведенных спускоподъемных операций т.к. в основном полеты по узлам подвески происходят из-за старения подвески НКТ, а также повысить качество работы бригад ПРС.

2. 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.

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

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

2.6

По результатам работы фонда ЭЦН основными причинами снижения наработки на отказ в условиях Южно - Ягунского месторождения является:

- ✓ старение оборудования скважин;
- ✓ увеличение осложненного фонда скважин;
- ✓ рост малодебитного фонда скважин.

Старение оборудования скважин, в первую очередь сказывается на герметичности НКТ. Из 29 ремонтов ЭЦН, не отработавших гарантийный срок, 3 отказа связано с не герметичностью НКТ. Не герметичности обычно выявляются на НКТ73В, и их характер – отверстия (трещины) по телу. Реальный единственный способ 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, осложненных парафиноотложениями, составляет 74 скважины. Механизм 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 (полеты и прихваты) и невозможно их спускать при низких температурах. Для предотвращения полетов скребков, начали внедрять противоположные муфты. В дальнейшем, по мере роста малодебитного фонда скважин проблема парафиноотложений будет усугубляться, и сегодня ясна необходимость отработки других способов по борьбе с данной проблемой.

При эксплуатации скважин на Южно- Ягунском месторождении становится вынос механических примесей. Они влияют в первую очередь на

					НПК 21.02.01. 11961.ДП.23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		26

Техническая вода	Руб/ м ³	250
Пластические глины	Руб/кг	50
Соляная кислота	Руб/т	2840

Таблица 3.2 Основное используемое оборудование

Наименование оборудования	Единицы измерения	Значение
ЦА-320 (цементировочный агрегат)	Руб.	2147,56
АЦ-10 (нефтепромысловая автоцистерна)	Руб.	2200,80

Таблица 3.3 Вспомогательное оборудование

Наименование оборудования	Единицы измерения	Значение
Винтовой компрессор	Руб.	1500
Промывочный шланг	Руб.	1000
Промывочные головки	Руб./шт	500
Вертлюги	Руб./шт	500

Для бурения с обратной промывкой специалисты используют установки УРБ-ЗАМ, 1БА-15 и УРБ-ЗАЗ.

Буровая установка состоит из следующих составляющих:

- Буровая платформа
- Буровая мачта с дополнительной секцией, адаптирующей мачту для работы с удлиненными обсадными трубами
 - Вращатель с гидравлическим приводом подачи и возможностью сдвига в сторону
 - Гидравлический зажим для работы с обсадными трубами
 - Основная и дополнительная лебедка
 - Поршневой насос
 - Центробежный насос
 - Компрессор
 - Генератор электрического тока.

					НПК 21.02.01. 11961.ДП.23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		28

2.7.1 Затраты на сырье

Промывочные жидкости являются основным затрачиваемым сырьем.
Виды промывочных жидкостей и условия их применения:

Учитывая условия залегающих пород на Южно-Ягунском нефтяном месторождении приходим к выводу, что оптимальным выбором раствора является – глинистый.

Глинистые растворы применяются в трещиноватых, рыхлых сыпучих, плавучих и других слабоустойчивых породах.

Для осуществления операции обратной промывки скважины будет достаточно нефтепромысловой автоцистерны АЦ-10 емкостью 10 м³ (10000 литров).

Расчет себестоимости бурильного раствора:

Кубометр	техническая	воды	руб/м ³ -	250	руб.	
Килограмм	пластической	глины	руб/кг	-	50	руб.

Соляная кислота руб/т – 2840.

$250 \times 10 = 2500$ руб. – цена 10 кубометров технической воды (10000 литров).

Замес происходит по технологии 1/10 на каждый кубометр, что равняется $100 \times 10 = 1000$, то есть, необходимо 1000 килограмм глины.

$1000 \times 50 = 50000$ руб – цена 1000 килограмм глины.

Соляная кислота необходимо в коэффициенте 1/10 от общего объема раствора,

то есть 1000 литров или кубометр.

Согласно таблице исходных данных соляная кислота стоит 2840 рублей за тонну.

Тонна – 1000кг = кубометру (1000 литров).

Затраты на соляную кислоту составили 2840 рублей.

$2840 + 2500 + 50000 = 52780$ рублей.

Общие затраты на буровой раствор составляют: 52780 рублей.

					НПК 21.02.01. 11961.ДП.23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		29

2.7.2 Затраты на основные материалы и топливо

Используемые установки арендуются предприятием.

Используемое оборудование при проведении технологических операций:

АЦ-10 (нефтепромысловая автоцистерна) - 2200,80 Руб /час

ЦА-320 (цементировочный агрегат) - 2147,56 руб/час

Винтовой компрессор высокого давления – 1500 руб/ час

Промывочный шланг– 1000 руб/шт

Промывочные головки – 500 руб/шт

Вертлюг – 500 руб/шт

Продолжительность всего КРС:

Промывка забоя (100 метров) - 10 часов;

Итого – 10 часов.

Затраты на аренду АЦ-10: $2200,80 \times 10 = 22008$ руб.

Затраты на аренду ЦА-320: $2147,56 \times 10 = 21\,475,6$ руб.

Затраты на аренду винтового компрессора высокого давления: $1500 \times 10 = 15000$ руб.

Вертлюг необходим в количестве 2 шт: $500 \times 2 = 1000$ руб.

Промывочные головки в количестве 2 шт: $500 \times 2 = 1000$ руб.

Промывочный шланг в количестве 2 шт: $1000 \times 2 = 2000$ руб.

Топливо потребляемое АЦ-10 и ЦА-320 во время промывки, т. е. на холостом использовании – 0,5 лит, дизельного топлива в час.

$0,55 \times 10 = 5 \times 2 = 10$ литров на обе установки. $10 \times 40 = 400$ руб.

При цене дизельного топлива в 40 рублей, получаем затраты в 400 руб.

$22008 + 21\,475,6 + 15000 + 1000 + 1000 + 2000 + 400 =$ руб

Общая сумма затрат на покупку, аренду и поддержание работоспособности оборудования путем дозаправки: 62 883, 6 рублей.

2.7.3 Общие цеховые затраты

					НПК 21.02.01. 11961.ДП.23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		30

Общая сумма чистой выручки бригады КРС за 10 часов составит:
645 603, 35 рублей.

Общая сумма затрат на покупку, аренду и поддержание работоспособности оборудования путем дозаправки: 303921,28 руб.

Общие затраты на буровой раствор составляют: 52 780 руб.

Полученные данные дают возможность обобщить финансовые затраты.

$З.П + О.М + С = ОЦЗ$ (общие цеховые затраты)

$645\ 603,35 + 62\ 883,6 + 52\ 780 = 761\ 266,95$ рубля.

Затраты на сырье, основные материалы, топливо и заработную плату персонала (бригады КРС) со всеми надбавками за 10 часов выполнения технологической операции по обратной промывке скважин для устранения песчаных пробок на Южно-Ягунском месторождении составляют:
761 266, 95 рублей.

					НПК 21.02.01.11961.ДП.23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		31

3 ОХРАНА ТРУДА И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ПРИ БОРЬБЕ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН НА ЮЖНО-ЯГУНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

При эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН обслуживающий персонал подвержен следующим опасностям:

- ✓ Поражение электрическим током.
- ✓ Отравление газом.
- ✓ Поражение в результате взрыва.
- ✓ Поражение в результате аварийной утечки нефти.

Высокий уровень электрификации промыслов и жесткие условия эксплуатации электрооборудования (влажность, перепад температур, наличие горючих, взрывчатых и агрессивных веществ) могут привести к электротравмам, возникающим при контакте с токоведущими частями, при пробое электроизоляции и появлении напряжения на нормально токонепроводящих частях, при попадании в поле растекания тока в земле около упавших проводов. Основными источниками высокого напряжения на месторождении являются установки ЭЦН и ШГН, оборудование по подготовки нефти. Вероятность того или иного поражения и его исход зависит от сочетания многих факторов: силы тока, пути тока в организме, времени действия, электрического сопротивления и состояния человека. Смертельно опасным являются переменный ток промышленной частоты силой более 100 мА. Электробезопасность может быть обеспечена только строгим выполнением требований действующих электротехнических нормативов. Все токоведущие части изолированы или помещены на

					Лист
					32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата	

НПК 21.02.01.11961.ДП.23.

достаточной высоте для защиты от возможного поражения электрическим током.

Опасность поражения человека взрывом, либо отравление газами или поражение при выбросе нефти возможны из-за неисправности арматуры скважины или сборного коллектора. Также возникновению взрыва может предшествовать искра, образовавшаяся в результате замыкания кабеля.

Все рабочие могут быть допущены к самостоятельной работе только после прохождения ими инструктажа по ТБ, пожарной безопасности, газобезопасности, стажировки на рабочем месте и проверки полученных ими знаний.

Обслуживающий персонал должен быть обучен и аттестован на соответствующую квалификацию.

Кроме того, работники, обслуживающие кустовые площадки должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, которые должны выдаваться по установленным нормам. Регулярно должны обеспечиваться молоком, моющими средствами. Раз в два года работники должны проходить медосмотр.

Станция управления скважинами, при установке наземного оборудования, на площадке обслуживания должна размещаться с расчетом обеспечения свободного входа и выхода наружу. Дверцы станций управления должны запираются на замок.

Бронированный кабель к устью скважины прокладывается по специальным опорам. По трассе, через каждые 50 м устанавливаются предупредительные знаки. Работы по монтажу, регулировке, снятию на ремонт и установке измерительных приборов и релейных аппаратов в станциях управления, а также переключений ответвлений в трансформаторах осуществляются двумя лицами электротехнического персонала при выключенной установке, блоке-рубильнике и со снятым предохранителем.

					НПК 21.02.01. 11961.ДП.23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		33

Замена блока рубильник-предохранитель и его ремонт непосредственно на станции управления могут выполняться при отключении напряжения сети 380 В от станции управления.

Во время работы установки и пробного ее пуска запрещается прикосновение к кабелю, не допускается проведение каких-либо работ на кабеле при спуско-подъемных операциях. В случае длительных перерывов в эксплуатации скважин с нее должно быть полностью снято напряжение.

Во избежании отравления газами необходимо следить за герметичностью устьевой арматуры, сборных коллекторов.

Для предотвращения взрыво- и пожароопасности необходимо следить за исправностью электрооборудования.

Необходимо строгое соблюдение графиков ППР приборов.

Строгое соблюдение норм технологического режима.

Таким образом, намеченные мероприятия по охране труда обеспечивают и будут способствовать безопасному обслуживанию скважин, оборудованных УЭЦН.

					НПК 21.02.01. 11961.ДП.23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		34

4 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Основной целью природоохранной деятельности является снижение отрицательного воздействия производственных процессов на окружающую среду. Принцип комплексности в управлении включает вопросы определения источников и масштабов загрязнения окружающей среды; оценки экономического ущерба; внедрения природоохранных мероприятий и определения их экономической эффективности; общей оценки природоохранной деятельности управления; разработки эффективных путей снижения отрицательного воздействия производственных процессов на окружающую среду.

Опасность загрязнения водоемов, земель и воздушного бассейна на значительных территориях и нанесения ущерба большому числу предприятий, расположенных на территории нефтегазодобывающего района усиливает специфика нефтегазодобывающего предприятия. Территориальная разбросанность промысловых объектов, большая протяженность нефтепроводов и водоводов, создают экологическую опасность применяемых материалов и химических реагентов, нефтепромысловых сточных вод и отходов производства для окружающей среды.

При обслуживании скважин, оборудованных ЭЦН возможны опасности для природной среды. При аварийных разливах нефти она проникает в почву. В лесной местности от нефти сохнут корни деревьев, кустарников и травяного покрова. В результате этого образуется сухость и сухая трава, что ведет к пожароопасной ситуации.

					НПК 21.02.01.11961.ДП.23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		35

Локальные загрязнения почвы связаны чаще всего с разливами нефти и нефтепродуктов и их утечках через неплотности и негерметичности в промышленном оборудовании.

Загрязнение больших площадей почвы возможно при аварийном фонтанировании нефти.

Попадая в почву, нефть опускается вертикально вниз и распространяется вширь. Скорость продвижения нефти зависит от ее свойств, грунта и соотношения нефти, воздуха и воды в многофазной движущейся среде. Движение нефти прекращается при достижении 10-12 % насыщения почвы нефтью, либо при достижении нефти уровня грунтовых вод. Далее нефть перемещается в направлении уклона поверхности грунтовых вод. Наличие нефти в почве и на поверхности вод вызывает опасные экологические последствия.

В результате загрязнения происходит разрушение структуры почвы, изменение ее физико-химических свойств. Следственно, снижается водопроницаемость, увеличивается соотношение между углеродом и азотом (за счет углерода нефти), что приводит к ухудшению азотного режима почв. Начинается кислородное голодание почв, что нарушает корневое питание растений.

Таким образом, в результате проведенного анализа можно сделать вывод, что основной причиной загрязнения природной среды является разлив нефти и нефтепродуктов на почву и поверхность вод.

Учитывая ранее рассмотренные опасности для окружающей среды предусматривается ряд мероприятий, направленных на защиту природной среды от загрязнений нефтью и нефтепродуктами.

На территории нефтепромыслов регулярно проверять состояние обваловок вокруг кустов.

Не допускать разливов нефти из мерников и тралов сборных установок.

Не допускать разливов нефти. Применяемых реагентов вокруг скважин и загрязнения приустьевой зоны.

					НПК 21.02.01. 11961.ДП.23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		36

Регулярно проводить проверку технического состояния всего фонда скважин.

Добиться полной герметизации систем сбора, сепарации нефти.

Установить регулярный контроль над герметичностью резьбовых и фланцевых соединений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Южно – Ягунское месторождение находится на третьей стадии разработки, средняя обводненность продукции составляет 50 %. В ЦДНГ-1 Южно – Ягунского месторождения, размещено 174 скважин основного фонда, в том числе 151 добывающих и 56 нагнетательных. Система разработки трехрядная. Удельные извлекаемые запасы составляют на одну скважину 68,4 тыс.т.

Из всего фонда скважин 63% приходится на скважины, оборудованных УЭЦН, а 37% фонда оборудованных установками ШГН. Средний дебит по жидкости скважин, оборудованных УЭЦН, составляет 83м³/сут, а средний дебит по жидкости скважин, оборудованных ШГН, составляет 15м³/сут. Из выше изложенного следует, что значительная добыча нефти приходится на скважины, оборудованные УЭЦН, то работы, связанные с повышением эффективности этих установок, являются крайне актуальными.

Выполнен анализ эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, на Южно-Ягунском месторождении. Результаты анализа показали, что основными причинами аварийности установок являются: старение оборудования, увеличение осложненного фонда, рост малодебитного фонда скважин.

Для борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, рекомендуется проведение следующих мероприятий:

					НПК 21.02.01. 11961.ДП.23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		37

- применение износостойких, антикоррозионных рабочих органов в насосных установках, в частности углепластиковых;
- обработка скважин ингибиторами солейотложений, парафиноотложений и применение рабочих органов насосов со специальным покрытием или выполненных из специальных материалов;
- применение поднасосных газосепараторов и диспергаторов;
- применение механических скребков для борьбы с парафиноотложениями.

Метод обратной промывки скважин является одним из эффективнейших методов промывки на Южно-Ягунском месторождении. Это обусловлено залегаемыми породами – песчаники и глины различной плотности.

Метод обратной промывки обеспечивает сильно высокий уровень количества извлекаемого песка и других материалов закупоривавших поры коллектора, и приводящих к образованию пробок.

Проведение обратной промывки не требует узко использованного оборудования, ведь все входит в стандартный комплект для проведения буровых работ.

Проведение данной технологической операции экономически оправданно и даже выгодно, что установлено по полученной нами смете затрат.

Конечная сумма цеховых расходов составила 761 266, 95 рублей.

					НПК 21.02.01.11961.ДП.23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		38

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела, Уфа 2016г.
2. Алекперов В.Ю. Первому всегда трудно. Нефть, 2010г.
3. Отчет по теме «Технологическая схема разработки Южно-Ягунского месторождения».
3. Проектные и фактические показатели разработки по госплановской форме залежей и объектов месторождений НГДУ «Когалымнефть».
4. Отчет по механизированному фонду НГДУ «Когалымнефть» за 2016-2017 г.
5. Нефтепромысловое оборудование: Справочник / Под ред. У.И. Бухаленко, 2017г.
6. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. Бойко В.С. 2010
7. Технология и техника эксплуатации нефтяных и газовых скважин. М.Недра 2007.
8. Технология и техника добычи нефти. Щуров В.И.. М. Недра 2003г
9. Нефтепромысловая геология. М.М. Иванова. М. Недра 2015
10. Охрана окружающей среды. Шарипов А.П.. Ленинград 2004
11. Инструкции по охране труда НГДУ «Когалымнефть», утвержденные в 2016 году.
12. Безопасная эксплуатация нефтепромысловых объектов. М. Недра. 2015г
13. Экологический паспорт НГДУ «Когалымнефть» за 2016 год.

					НПК 21.02.01.11961.ДП.23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		39

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Схема цементировочного агрегата ЦА-320

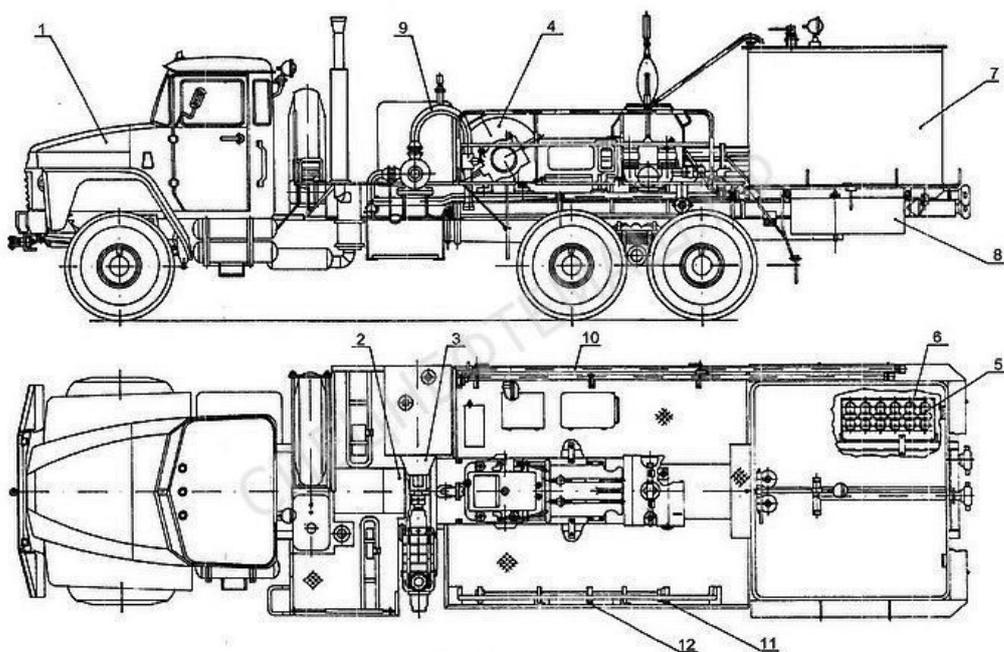


Рис.1 Агрегат ЦА-320 предназначен для нагнетания в скважину различных жидких сред, и состоит из следующих элементов:

1. Шасси автомобиля КраЗ-250, КраЗ-65101, Урал-4320, КАМАЗ-43118, КАМАЗ-65222, КАМАЗ-63501
2. Коробка отбора мощности
2. Редуктор
3. Блок водоподающий с центробежным насосом
4. Насос НЦ-320

					НПК 21.02.01. 11961.ДП.23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		40

5. Колено шарнирное 50x70
6. Колено шарнирное сдвоенное 50x70
7. Бак мерный с донными клапанами
8. Бачок цементный
9. Манифольд
10. Труба L=4065
11. Труба L=2065
12. Труба L=1140

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

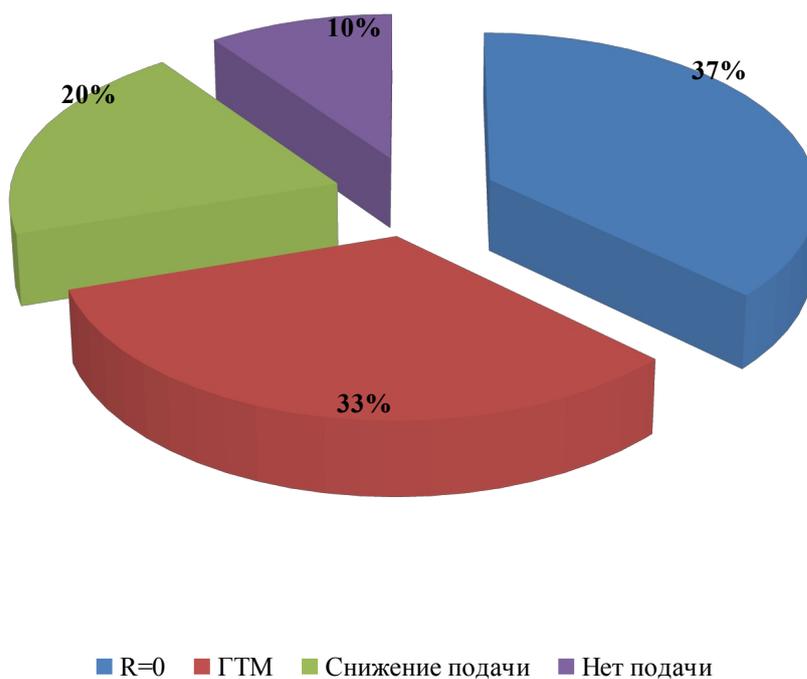


Рис.2 Анализ основных причин отказов в работе УЭЦН на Южно-Ягунском месторождении

					НПК 21.02.01.11961. ДП.23.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		41

