

ЧОУ ПО ЗУГТ. КУРСОВАЯ РАБОТА

Изм. Лист
 Разработал
 Руковод.
 Н. Контр.
 Утв.

	№ Документа	Подпись	Дата	
Разработал	ЯВотищев А.М.			Анализ эффективности применения нагревательной кабельной линии от АСПО на малодебитном фонде скважин
Руковод.	Якушина Н.А.			
Н. Контр.				Лит. Лист Листов Р-03-20с
Утв.				

Содержание

Оглавление

2	Геологическая часть.....	5
2.1	2.1.1 Основные сведения о месторождении.....	5
2.1	2.1.2 Стратиграфия.....	7
2.1	2.1.3 Тектоника.....	10
2.1	2.1.4 Нефтегазоносность.....	12
2.1.5	Физико-химические свойства нефти, газа и пластовой воды.....	16
2.2	Техническая часть.....	18
2.2.1	Общие сведения о малодобитном фонде.....	18
2.2.2	Основные причины и осложнения при эксплуатации скважин.....	19
2.2.3	Расчет эффективности применения нагревательной кабельной линии (анализ).....	20
2.2.4	Спец.вопрос: Анализ добывных возможностей.....	21
2.2.5	Внедрение новых технологий.....	25
2.3	Организационная часть.....	26
2.3.1	Охрана труда и техника безопасности.....	26
2.3.2	Противопожарные мероприятия.....	27
2.3.3	Охрана недр и окружающей среды.....	29
2.3.4	Промышленная безопасность.....	31
2.4	Графическая часть.....	34
2.4.1	Схема расположения нагревательной линии в скважине.....	34

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		3

Введение

На практике эксплуатации, скважины встречаются с различными осложнениями, обусловленными отложениями парафина, выноса песка и образованием песчаных пробок, отложением минеральных солей на забое скважины. Наибольший процент отказов оборудования вызывается отложением АСПО. Поэтому борьба с АСПО- актуальная задача при интенсификации добычи нефти. Для предотвращения АСПО внедряют дополнительное оборудования: УБПР, МАС, АСЛН-1. На Гондыревском месторождении установлено оборудование АСЛН-1. Рассмотрим эффективность внедрения данного оборудования.

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		4

2 Геологическая часть

2.2.1 Основные сведения о месторождении

Объект: Гондыревское – Н

Расположение: Пермский край, в 16 км к ЮЗ от п. Куеда

Лицензия: ПЕМ12465НЭ (дата рег-ии 18.06.2004)

Недропользователь: ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ"

Гондыревское месторождение расположено на территории Куединского района, в 16 км от районного центра, поселка Куеда.

Ближайшими населенными пунктами являются: села Большой и Верхний Гондырь, Шагирт, Рыбак, Урталга.

В экономическом отношении район месторождения находится на территории Чернушинско-Чайковско-Осинского подрайона Пермского территориально-производственного комплекса. Производственный облик района определяет нефтедобыча. Важное значение для его развития имеют магистральные нефтепроводы: г. Чернушка – п. Калтасы, п. Куеда – г. Чернушка, ведется строительство асфальтобетонной дороги Чернушка – Куеда – Москудя. Последняя свяжет базу обслуживания ЦДНГ – 2 с месторождениями Куединской группы. Территория месторождения связана автомобильной дорогой с селом Б. Гондырь, поселком Куеда.

Гондыревское месторождение находится в 40 км юго-западнее г. Чернушки, введено в разработку в июне 1970 г. на запасах, утвержденных ГКЗ СССР.

Основными полезными ископаемыми района являются нефть и газ. Из других можно отметить глины, галечник, гравий, песчаники, имеющие местное значение.

В геоморфологическом отношении район можно разделить на 2 части: северную и южную.

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		5

Южная часть характеризуется незначительным расчленением рельефа, преобладанием невысоких слабовсхолмленных водоразделов, слабо развитой овражной сетью.

Наивысшие абсолютные отметки на водоразделах не превышают 180 - 185 м, минимальные отметки – в долине р. Буй (90 - 100 м).

Рельеф северной части более расчленен за счет большого количества рек и оврагов. Максимальные абсолютные отметки водоразделов достигают 230 м, а минимальные – 107-130 м. Водоразделы вытянуты, главным образом, с севера на юг согласно преобладающему направлению рек и представляют собой плоские гряды с крутыми западными и пологими восточными склонами.

Основной водной артерией является р. Буй с притоками. Пойма реки сплошь покрыта лесом и кустарником, местами заболочена. Наиболее крупные притоки: р.р. Ирмиза, Бырка, Альняшка, Шагирт, Гондырка, Рыбаковка и др. Реки мелководные и несудоходные.

Климат района умеренно континентальный. Среднегодовая температура колеблется в пределах 0° - 1,5°С (максимальная +40°С, минимальная - 43°С). Безморозный период составляет в среднем 110 дней. За год выпадает около 550 мм осадков, причем, основная часть приходится на летне-осенний период. Снежный покров держится в среднем 170-175 дней. Наибольшая толщина его достигает 70 см, средняя глубина промерзания грунта – 65-70 см. Реки замерзают в октябре, вскрываются во второй половине апреля.

1.1.1

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
						6
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

1.1.2 Стратиграфия

Геологический разрез Куединского месторождения, изученный по разрезам структурных, поисковых, разведочных и добывающих скважин, является характерным для месторождения юга пермской области. Он представлен отложениями: Четвертичной, Пермской, Каменноугольной, Девенской систем и Вендского комплекса. Максимальная вскрытая толщина разреза составляет 2169,5 м.

Четвертичные отложения представлены аллювиальными и аллювиально-делювиальными образованиями. Толщина – до 25 м.

Пермская система. Верхний отдел. Уфимский ярус.

Сложен переслаиванием песчаников, мергелей, ангидритов и доломитов, переходящим выше в красноцветную толщину песчаников, глин и алевроитов. Толщина – до 265 м.

Нижний отдел. Все ярусы.

Представлены известняками и доломитами с включениями гипсов и ангидритов. В отложениях кунгурского яруса гипсы и ангидриты играют значительную роль. Толщина ниже-пермских отложений от 287 до 384 м.

Каменноугольная система. Верхне-средний отдел.

Отложения представлены доломитами и известняками. Толщина верхнекаменноугольных отложений от 119 до 202 м., среднекаменноугольных от 282 до 348 м. к отложениям каширского и верейского горизонтов московского яруса (пласты KB1 и B3B4) и к отложениям башкирского яруса (пласты Бш1 и Бш2) приурочены промышленные залежи нефти.

Нижний отдел. Серпуховский и верхняя часть визейского яруса.

Сложены карбонатными породами – известняками и доломитами. Толщина карбонатных отложений от 252 до 313 м.

Яснополянский и малиновский надгоризонты представлены терригенными отложениями визейского яруса – песчаниками, алевроитами и аргиллитами. К песчаникам и алевроитам тульского (пласты Тл2-а, Тл2-б) и

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		7

бобриковского (пласты Бб1 и Бб2) горизонтов приурочены промышленные запасы нефти. Толщина от 50 до 77 м.

Турнейский ярус.

Сложен известняками, толщина от 51 до 78 м. Девонская система. Фаменский и Франский ярусы.

Карбонатные отложения верхнего отдела представлены главным образом известняками с прослоями доломитов. Толщина от 430 до 791 м.

Нижняя часть кыновского и пашийского горизонта сложена терригенными породами: алевритами, песчаниками, аргеллитами. К отложениям пашийского горизонта приурочена залежь нефти (пласт Д1). Толщина кыновского горизонта от 22 до 30 м., пашийского от 4 до 10 м.

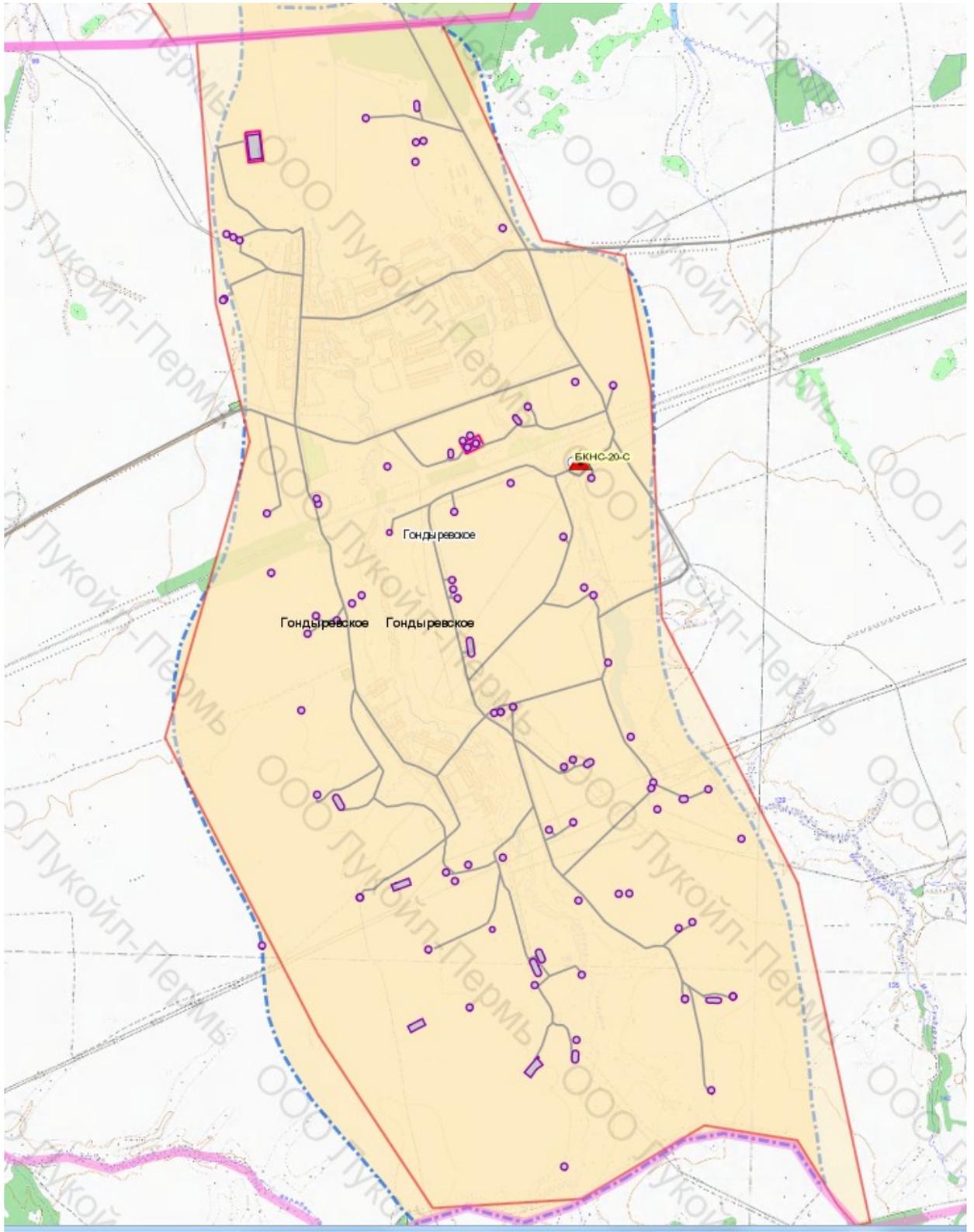
Среднедевонская система. Живетский ярус.

Представлен переслаиванием алевритов, песчаников и аргиллитов. Толщина от 11 до 23 м.

Вендский комплекс. Бородулинская свита.

Сложена алевритами с прослоями аргиллитов и песчаников. Вскрытая толщина до 131 м.

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
						8
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		



Обзорная карта Гондыревского месторождения

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		9

1.1.3 Тектоника

В тектоническом отношении Гондыревское месторождение приурочено к одноименному поднятию, входящему в состав группы складок, образующих Куединский вал, осложняющий северо-западный склон Башкирского свода. Длина изученной части вала около 125 км, ширина изменяется от 4,5 до 22 км, уменьшаясь с юга на север. В осевой части вала прослеживаются две цепочки локальных структур (две ветви) – западная и восточная. Южнее, на территории Башкирии, вал теряет свои очертания и, расширяясь, переходит в Четырман-Югамашскую структурную террасу.

В западной ветви Куединского вала установлены (с юга на север): Гондыревское, Альняшское, Гожанское, Пантелеевское и Владимирское поднятия. Восточная ветвь осложнена Куединским, Красноярским, Быркинским, Кустовским, Шалымским и Мало-Усинским поднятиями.

Западная ветвь с юго-запада ограничена крутой флексурой, отделяющей вал от Москудьинской структурной террасы, амплитуда которой 100 м, углы наклона слоев – до 5°. Северо-восточный склон этой ветви характеризуется более пологими крыльями, крутизна которых редко превышает 1° - 2°.

В верхних структурных этажах – тульском, верейском, нижнепермском – Куединский вал выделяется в границах и размерах тиманской поверхности, но при этом приобретает новые морфологические особенности. Все без исключения тектонические поднятия вала, находящиеся в бортовой зоне ККСП, усиливаются по амплитуде за счет рифогенных построек позднефранско-фаменского возраста. В целом, следует отметить выполаживание вала вверх по разрезу, а по нижнепермским отложениям южная часть вала отделяется от северной уступом с амплитудой более 100 м, причем южная часть приподнята.

Особенности тектонического строения Гондыревского поднятия можно проследить по структурным картам.

По кровле тиманского горизонта Гондыревское поднятие представляет собой симметричную брахиантиклинальную складку меридионального

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		10

простирается с углами падения крыльев 2 - 3°. Размеры поднятий в пределах замкнутой изогипсы минус 1790 м – 4,3x1,1 км, амплитуда 11,4 м. Наиболее приподнятая часть структуры расположена в районе скважины № 3 (абсолютная отметка минус 1778,6 м).

Складка несомненно тектоническая, что связано, очевидно, с разломом в кристаллическом фундаменте.

По кровле карбонатов турнейского яруса поднятие имеет аналогичную форму. Но в отличие от девонского структурного плана, происходит увеличение амплитуды поднятия за счет рифогенной постройки. Западный борт становится круче восточного. В пределах замкнутой изогипсы размеры поднятия 5,0x2,6 км, амплитуда 32 м.

По кровле башкирского яруса структура в общих чертах сохраняет свою форму и простирается, но крылья становятся более пологими. Размеры структуры в пределах изучаемого месторождения 8,0x2,0 км, амплитуда 20,3 м.

По кровле туйской пачки иренского горизонта Гондыревское поднятие имеет форму брахиантиклинальной складки, размеры которой в пределах изогипсы минус 150 м 5,3x1,7 км, амплитуда – 8,1 м. Западное крыло становится круче, достигает, как и по тиманскому структурному плану 3°, восточное (более пологое) - 1°.

Анализируя структурные планы по маркирующим горизонтам можно сделать следующие выводы:

1. Гондыревское поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку, которая является составным элементом Куединской валообразной зоны.
2. В генетическом отношении Гондыревская структура является тектоно-седиментационной. Основное ядро структуры составляют верхнефранские рифогенные сооружения.

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		11

1.1.4 Нефтегазоносность

В девонских и каменноугольных отложениях Пермского-Башкирского свода выделяются до четырех крупных продуктивных нефтегазоносных комплексов, на Гондыревском месторождении нефтеносность приурочена к трем из них: терригенно-карбонатному продуктивному комплексу нижнего и среднего отделов каменноугольной системы – пласты КВ₁, В₃В₄, Бш, терригенному продуктивному комплексу нижнего карбона - ТЛ_{2-а}, ТЛ_{2-б} Бб₁, Бб₂ и верхнедевонско-турнейскому карбонатному комплексу – пласт Т. В целом, по Гондыревскому месторождению нефтеносными являются 8 пластов, в которых выявлено 13 залежей нефти.

Терригенно - карбонатно- продуктивный комплекс среднего отдела каменноугольной системы.

Каширский горизонт

По промыслово-геофизическим данным в подошве каширского и кровле верейского горизонтов прослеживаются пласты К и В₁. Пласты представлены известняками органогенными, преимущественно фораминиферовыми, с редкими прослоями доломитов. В связи с однородностью литологического состава пород, а так же небольшой толщиной как пористых, так и разделяющих их плотных пород эти пласты объединены в единый продуктивный пласт КВ₁. Пласт распространен по всей площади залежи, и только в одной (скважина 60) замещен плотными породами. Плотная толща детритово-биоморфных известняков и доломитов толщиной 8.0 - 10.2 м служат покрывкой залежи. Залежь по типу пластовая сводовая, размеры ее 8.4×2.9 км, высота 33.2 м. ВНК установлен на отметке минус 793 м. Общая толщина пласта изменяется от 13,9 до 20.2 м и в среднем составляет 15,3м.

Верейский горизонт

В нижней части верейского горизонта по промыслово-геофизическим данным выделяются пласты В₃ и В₄, разделенные аргиллитовым прослоем толщиной 1 - 4 м. В связи с однородностью литологического состава порода так

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		12

же небольшой толщиной как пористых, так и разделяющих их плотных пород, эти пласты объединены в единый пласт В₃В₄. Пласт состоит из биоморфных фораминиферовых известняков, реже известняковых раковинных песчаников. От вышележащего продуктивного пласта КВ₁ пласт В₃В₄ отделен пачкой плотных пород толщиной около 30 метров. Залежь пластовая сводовая, размеры ее в пределах контура нефтеносности 7.9×2.3 км, высота залежи 23.3 м. Общая толщина пласта изменяется от 5.7 до 10.7 м и в среднем составляет 7.75 м. Средневзвешенная по объему эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 2.8 м, средневзвешенная по толщине (по скважинам) – 2.9 м.

Башкирский ярус

В пределах комплекса нефтегазоносны пористые разности известняков башкирского яруса – пласт Бш. От вышележащего продуктивного пласта В₃В₄ пласт Бш отделен пачкой плотных пород, состоящей из известняков биоморфных, детритовых, реже обломочных, толщиной около 15 метров. Пласт распространен по всей площади. ВНК принят на отметке минус 850 м. Залежь по типу массивная, зона ЧНЗ отсутствует. Размер залежи составляет 8.25×2.6 км, высота залежи 27.4 м. Общая толщина пласта изменяется от 19.3 до 47.9 м и в среднем составляет 33.45 м. Средневзвешенная по объему эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 5.8 м, средневзвешенная по толщине (по скважинам) – 5.54 м.

Терригенный продуктивный комплекс нижнего карбона

Тульский горизонт.

Пласт Тл_{2-а} выдержан по площади, замещение проницаемых пропластков плотными породами наблюдается только в двух скважинах 452, 445. Залежь пласта Тл_{2-а} пластовая сводовая, с размерами в пределах контура нефтеносности 2-3.6×8.5 км, высота залежи 75.2 м. По результатам бурения и испытания эксплуатационных скважин ВНК для продуктивных пластов тульского горизонта является единым и принят на отметке минус 1205м. Область максимальных нефтенасыщенных толщин расположена линейно вдоль восточного борта структуры. Общая толщина пласта изменяется от 4.9 до 18.2 м и в среднем

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
						13
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

составляет 9.0 м. Средневзвешенная по объему эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 4.1 м, средневзвешенная по толщине (по скважинам) – 4.9 м, коэффициент песчаности – 0.54 доли ед., расчлененности - 0.61 доли ед.

Пласт Тл_{2-а} отделяют от пласта Тл_{2-б} прослой глин (1.6 - 4.0 м) и известняка (2-3 м).

Как уже отмечалось выше, по условиям седиментации пласт Тл_{2-б} неоднороден по площади.

Залежь пластовая сводовая, размеры ее 1.4-3.2×8.2 км, высота – 58.4 м.

Общая толщина пласта изменяется от 1.5 до 5.8 м и в среднем составляет 2.82 м. Средневзвешенная по объему эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 2.0 м, средневзвешенная по толщине (по скважинам) – 1.9 м (интервал изменения от 0.4 до 4.0 м), коэффициент песчаности – 0.67 доли ед., расчлененности - 0.78 доли ед.

Бобриковский горизонт.

В результате корреляции установлено, что к бобриковским отложениям приурочено два продуктивных пласта - пласты Бб₁ и Бб₂.

Залежь пласта Бб₁ пластовая сводовая, литологически экранированная, характеризуется наиболее резко выраженной литолого-фациальной изменчивостью по площади и расчлененностью в вертикальном разрезе. ВНК для залежи принят на отметке минус 1198 м.

Общая толщина пласта изменяется от 11.3 до 22.0 м и в среднем составляет 17.9 м. Средневзвешенная по объему эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 1.5 м, средневзвешенная по толщине (по скважинам) – 3.05 м (интервал изменения от 1.5 до 16.9). Количество пропластков изменяется от 1 до 3, коэффициент расчлененности - 0.34 доли ед., песчаности – 0.19 доли ед.

Пласт Бб₂ сложен хорошо проницаемыми песчаниками, в кровле и подошве пласта часто прослеживаются глинистые прослой. По результатам бурения и испытания эксплуатационных скважин 475, 478, 479, ВНК для залежей пласта Бб₂ принят на отметке минус 1205 м

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
						14
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

Залежь по типу пластовая сводовая, размеры ее 5.8×2.3 км, высота залежи 48.2 м.

Общая толщина пласта изменяется от 9.8 до 26.5 м и в среднем составляет 15.7 м. Средневзвешенная по объему эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 7.7 м, средневзвешенная по толщине (по скважинам) – 8.13 м (интервал изменения от 1.3 до 18.8). Область максимальных нефтенасыщенных толщин линейно простирается с востока на северо-запад, вдоль восточного борта структуры. Коэффициент песчаности – 0.68 доли ед., расчлененности - 0.26 доли ед.

Верхнедевонско-турнейский карбонатный комплекс

Нефтегазоносность комплекса связана с мелководно карбонатными морскими отложениями турнейского яруса (**пласт Т**). Залежь нефти заключена в фораминиферово-сгустковых, сгустково-комковатых известняках, образованных в результате перекристаллизации и грануляции водорослевых и фораминиферовых разностей.

ВНК принят на отметке минус 1200 м. Покрышкой залежи являются аргиллиты, глинистые алевролиты и известняки малиновского надгоризонта. Залежь пласта пластовая сводовая, водоплавающая, размеры ее 1.7×1.1 км, высота залежи 23м.

Средние значения коэффициентов песчаности и расчлененности соответственно равны 0.79 доли ед. и 0.44 доли ед. (таблица 2.2).

Общая толщина пласта изменяется от 21.7 до 30.9 м. Средневзвешенная по объему эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 3.9 м, средневзвешенная по толщине (по скважинам) – 5.8 м (интервал изменения от 0.4 до 12.1)

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		15

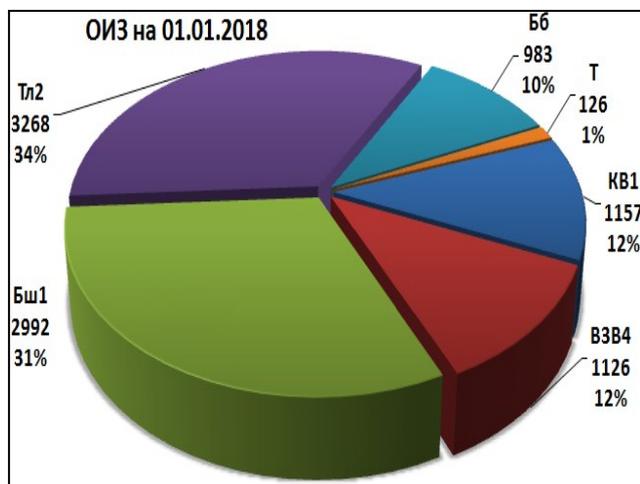


Рисунок 1.1.1

Распределение остаточных извлекаемых запасов нефти по объектам разработки. Гондыревское месторождение указано на рисунке 1.1.1

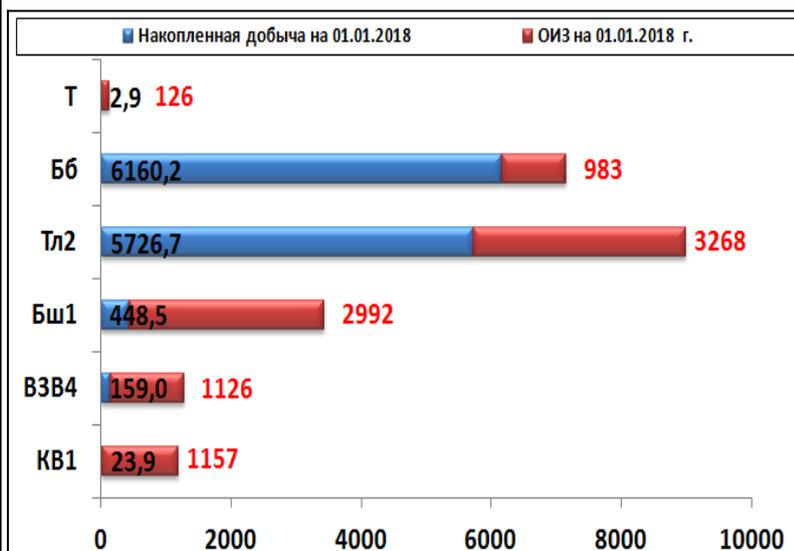


Рисунок 1.1.2

Распределение накопленной добычи нефти и остаточных извлекаемых запасов по объектам разработки. Гондыревское месторождение указано на рисунке 1.1.2

2.1.5 Физико-химические свойства нефти, газа и пластовой воды

Свойства и состав нефти, газа и воды Гондыревского месторождения определены по пластам КВ₁, В₃В₄, Бш, Тл_{2-а}, Тл_{2-б}, Бб₁, Бб₂ и Т. Пластовые нефти Гондыревского месторождения находятся в условиях пластовых давлений от 10 (пласт Бш) до 15 МПа (пласт Бб) и температур от 18.5 (пласт Бш) до 29.0⁰С (пласт Бб). В условиях пласта нефти недонасыщены газом, давление насыщения их ниже пластового и изменяется в диапазоне от 5.3 (пласты КВ₁ и В₃В₄) до 8.7 МПа (пласт Бб₂). По значениям вязкости в пластовых условиях, нефти месторождения повышенной вязкости (от 12.27 до 16.39 мПа·с). Плотность нефтей в пластовых условиях меняется от 865.0 (пласт Т) до 877.0 кг/м³(пласт Бш).

Нефти Гондыревского месторождения характеризуются как сернистые (пласты КВ₁, В₃В₄) и высокосернистые (пласты Бш, Тл_{2а} Тл_{2б}, Бб₂ и Т), парафинистые, малосмолистые (пласты КВ₁, В₃В₄) и смолистые (пласты Бш, Тл₂, Бб и Т) с содержанием асфальтенов от 2.96 (пласт Т) до 5.68 % (пласт Бш). Технологический шифр нефти пластов - II ТП₂ (пласты КВ₁, В₃В₄) и III ТП₂ (пласты Бш, Тл_{2а}, Тл_{2б}, Бб₂ и Т).

По результатам хроматографического анализа, нефтяной газ на месторождении тяжелый, высокожирный, низкометановый, среднеазотный (пласты Бш, Тл₂, Бб и Т) и высокоазотный (пласты КВ₁ и В₃В₄). Молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта Бш ниже (5.34 %), чем в других пластах. С точки зрения плотности (при однократном разгазировании), нефти пластов средние (пласты КВ₁ и В₃В₄) и тяжелые (пласты Бш, Тл₂, Бб и Т).

Воды характеризуются высокой минерализацией (т.е. являются рассолами). С точки зрения содержания сульфат-ионов, они относятся к водам средней сульфатности от 4.5 (яснополянский горизонт) до 26.0 мг-экв/л (пласт Бш). Группа воды – сульфатная, подгруппы – кальциевая (пласты КВ₁, Бш, Тл_{2а}, Тл_{2б}, Бб₂ и Т) и магниевая (пласт В₃В₄), рН находится в диапазоне от 5.2 (пласт КВ₁) до 6.7 (пласт Бш).

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
						17
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

Согласно генетической классификации вод по В.А.Сулину, воды пластов Гондыревского месторождения относятся к хлоридно-кальциевому типу

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		18

1.2 Техническая часть

1.2.1 Общие сведения о малодебитном фонде

Скважина является малодебитной, если дебит данной скважины составляет до 5 м³/сут. На данный момент фонд скважин Гондыревского месторождения составляет 99 скважин, из них 18 скважин является малодебитными. 6 скважин оборудованы нагревателем АЛСН-1, 1 с дебитом 4.6 м³/сут. Малодебитные скважины, как правило, являются низкообводненными. Малодебитные скважины с дебитом по жидкости менее 1 - 5 м³ / сут эксплуатируется непрерывно или периодически. Для реализации непрерывного режима добычи используют плунжерные насосы малого диаметра, устанавливают минимальные значения длины хода и числа качаний головки балансира станка-качалки. Чтобы поддерживать непрерывный режим откачки, число ходов стандартных насосов приходится снижать до 1 - 4 в минуту путем переоборудования передаточного механизма или использования тихоходного привода. Периодическая откачка требует эффективной системы автоматического пуска и остановки скважины при достижении расчетного уровня жидкости в затрубном пространстве. При периодической эксплуатации скважин период простоя может колебаться в широких пределах — от 30 мин до 2 ч и дольше и зависит от коэффициента продуктивности скважины. Применяется на поздней стадии разработки месторождений, когда поступление нефти из пласта происходит крайне медленно. В этом случае осуществляют: штанговую скважинную насосную эксплуатацию в основном в неглубоких скважинах (до 1500 м) с низким коэффициентом продуктивности (до 2 т/сутки•МПа) и малыми дебитами (до 3-5 т/сутки)

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
						19
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

1.2.2 Основные причины и осложнения при эксплуатации скважин

Основной причиной бездействия скважин являются аварийные ситуации, связанные с полетами на забой скважин насосов, НКТ и прочего скважинного оборудования в результате обрыва колонны насосно-компрессорных труб при проведении подземного или капитального ремонта скважин (как правило, в процессе спуско-подъемных операций). **В процессе** нефтедобычи возникают осложнения, связанные с выпадением асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ) в эксплуатационных скважинах и наземных коммуникациях. Это приводит к снижению дебита добывающих скважин, пропускной способности нефтепроводных коммуникаций и другим нежелательным последствиям. **Процесс добычи** нефти сопровождается отложением твердых осадков неорганических веществ, накапливающихся на стенках скважин и подъемных труб, в насосном оборудовании и наземных коммуникациях систем сбора и подготовки нефти. Главным источником выделения солей является вода, добываемая совместно с нефтью. В этой связи процессу солеотложения подвержены скважины и наземное оборудование, эксплуатирующиеся в условиях обводнения добываемой продукции. **Коррозионное** разрушение нефтепромыслового оборудования. **Высокий** газовый фактор. **Образование** песчаных пробок. **Искривление** скважины. **Обводненность** продукции. **Конструктивные** недоработки составных частей насоса. **Низкие** забойные давления.

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
						20
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

1.2.3 Расчет эффективности применения нагревательной кабельной линии (анализ)

На Гондыревском месторождении ООО «Лукойл-Пермь» присутствует проблема интенсивного отложения АСПО на внутренних стенках НКТ, что происходит в следствие уменьшения температуры и понижения давления при подъеме жидкости в трубах НКТ. Для решения данной проблемы на скважинах Гондыревского месторождения применяют различное оборудование: УБПР, МАС, АСЛН-1 и др. Для расчета экономической эффективности было выбрано оборудование АСЛН-1.

Стоимость установки АСЛН-1 входит в стоимость ТРС. Монтажом, спуском грающего кабеля АСЛН-1 занимается бригада ТКРС подрядной организации.

В данной работе произведен расчет экономической эффективности применения АСЛН -1 на Гондыревском месторождении на скважинах №63, 455, 477.

За счет использования АСЛН-1 увеличивается МОП и наработка на отказ.

Для расчета экономической эффективности используются фактические данные тех.режима добывающих скважин на декабрь 2018 года (приложение А). Составляется таблица исходных данных, необходимых для расчета экономической эффективности (Таблица 1) и таблица цен, необходимых для расчета экономической эффективности (Таблица 2).

Таблица 1 – исходные данные для расчета экономической эффективности.

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		21

№ скв		63	455	477	
До внедрения	Кол-во ТРС		2	3	4
	Наработка ГНО на отказ		82	87	104
	Кол-во Промыво к	ПГН	2	2	3
		ПГВ+ПАН	нет	1	1
МОП, сут		30	35	40	
После внедрения	Кол-во ТРС		1	1	1
	Наработка ГНО на отказ		153	128	112
	Кол-во Промыво к	ПГН	1	1	1
ПГВ+ПАН		нет	нет	Нет	
Показатели	Затраты, руб.		нет	Нет	
Промывка водой+ПАН (реагент) Дебит нефти, т/сут $V=32 \text{ м}^2$	МОП, сут горячей		34309	365	365
	Потребление электроэнергии, кВт/ч		10,6	8,9	1,5
Промывка горячей нефтью ($V=32 \text{ м}^2$)		28960	38,39	55,6	54,18
Условно-принятые данные					
Затраты на энергетиков (за 1м прокладываемого кабеля)			500		
Цена за потребление электроэнергии 1 кВт/ч			2,6		
Комплект АСЛН-1			570000		
ТРС			260000		
Себестоймость нефти до внедрения оборудования			6000		
Себестоймость нефти после внедрения оборудования			2000		

Таблица 2 – Цены, необходимые для расчета экономической эффективности

1. Определяем годовые затраты на производство промывок горячей водой с реагентом ПАН (ПГВ+ПАН) по формуле 1:

$$Z_{\text{пр1}} = C_{\text{пр}} \times K_{\text{пр}}$$

Где $Z_{\text{пр}}$ – затраты на проведение промывок (ПГВ+ПАН), руб.

$C_{\text{пр}}$ – стоимость одной промывки горячей водой с реагентом, руб.

$K_{\text{пр}}$ – количество промывок

До внедрения оборудования:

$$\text{Скв}_{63} Z_{\text{пр1}} = \text{не проводилась}$$

$$\text{Скв}_{455} Z_{\text{пр1}} = 34309 * 1 = 34309 \text{ руб.}$$

$$\text{Скв}_{477} Z_{\text{пр1}} = 34309 * 1 = 34309 \text{ руб.}$$

После внедрения оборудования:

$$\text{Скв}_{63} Z_{\text{пр1}} = \text{не проводилась}$$

$$\text{Скв}_{455} Z_{\text{пр1}} = \text{не проводилась}$$

$$\text{Скв}_{477} Z_{\text{пр1}} = 34309 * 1 = \text{не проводилась}$$

2. Определяем годовые затраты на производство промывок горячей нефтью ПГН по формуле 2:

$$Z_{\text{пр2}} = C_{\text{пр}} \times K_{\text{пр}}$$

Где $Z_{\text{пр2}}$ – затраты на проведение промывок ПГН, руб

$C_{\text{пр}}$ – стоимость одной промывки горячей нефтью, руб.

$K_{\text{пр}}$ – количество промывок

До внедрения оборудования:

$$\text{Скв}_{63} Z_{\text{пр2}} = 28960 * 2 = 57920 \text{ руб.}$$

$$\text{Скв}_{455} Z_{\text{пр2}} = 28960 * 2 = 57920 \text{ руб.}$$

$$\text{Скв}_{477} Z_{\text{пр2}} = 28960 * 3 = 86880 \text{ руб.}$$

После внедрения оборудования:

$$\text{Скв}_{63} Z_{\text{пр2}} = 28960 * 1 = 28960 \text{ руб.}$$

$$\text{Скв}_{455} Z_{\text{пр2}} = 28960 * 1 = 28960 \text{ руб.}$$

$$\text{Скв}_{477} Z_{\text{пр2}} = 28960 * 1 = 28960 \text{ руб.}$$

3. Определяем годовые затраты на проведение промывок (ПВГ+ПАН и ПНГ) по формуле 3:

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{пр1}} + Z_{\text{пр2}}$$

Где $Z_{\text{пр}}$ - затраты на проведение промывок, руб.

$Z_{\text{пр1}}$ - затраты на проведение промывок (ПГВ+ПАН), руб.

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		23

$Z_{\text{пр}2}$ – затраты на проведение промывок (ПНГ), руб.

До внедрения оборудования:

$$\begin{aligned} \text{СКВ}_{63} Z_{\text{пр}} &= 0 + 57920 = 57920 \text{ руб.} \\ \text{СКВ}_{455} Z_{\text{пр}} &= 34309 + 57920 = 92229 \text{ руб.} \\ \text{СКВ}_{477} Z_{\text{пр}} &= 34309 + 86880 = 121189 \text{ руб.} \end{aligned}$$

После внедрения оборудования:

$$\begin{aligned} \text{СКВ}_{63} Z_{\text{пр}} &= 0 + 28960 = 28960 \text{ руб.} \\ \text{СКВ}_{455} Z_{\text{пр}} &= 0 + 28960 = 28960 \text{ руб.} \\ \text{СКВ}_{477} Z_{\text{пр}} &= 0 + 28960 = 28960 \text{ руб.} \end{aligned}$$

4. Определяем годовые затраты на проведение ТРС по формуле 4.

$$Z_{\text{трс}} = C_{\text{трс}} * K_{\text{трс}}$$

Где $Z_{\text{трс}}$ - затраты на проведение ТРС, руб.

$C_{\text{трс}}$ – стоимость проведения ТРС, руб

$K_{\text{трс}}$ – Количество ТРС

До внедрения оборудования:

$$\begin{aligned} \text{СКВ}_{63} Z_{\text{трс}} &= 260000 * 2 = 520000 \text{ руб.} \\ \text{СКВ}_{455} Z_{\text{трс}} &= 260000 * 3 = 780000 \text{ руб.} \\ \text{СКВ}_{477} Z_{\text{трс}} &= 260000 * 4 = 1040000 \text{ руб.} \end{aligned}$$

После внедрения оборудования:

$$\begin{aligned} \text{СКВ}_{63} Z_{\text{трс}} &= 260000 * 1 = 260000 \text{ руб.} \\ \text{СКВ}_{455} Z_{\text{трс}} &= 260000 * 1 = 260000 \text{ руб.} \\ \text{СКВ}_{477} Z_{\text{трс}} &= 260000 * 1 = 260000 \text{ руб.} \end{aligned}$$

5. Определяем годовые затраты на проведение промывок и ТРС по формуле 5:

$$Z_{\text{общ}} = Z_{\text{пр}} + Z_{\text{трс}}$$

Где $Z_{\text{общ}}$ - годовые затраты на проведение промывок и ТРС, в руб.

$Z_{\text{пр}}$ – затраты на проведение промывок, руб.

$Z_{\text{трс}}$ – затраты на проведение ТРС, руб.

До внедрения оборудования:

$$\begin{aligned} \text{СКВ}_{63} Z_{\text{общ}} &= 57920 + 520000 = 577920 \text{ руб.} \\ \text{СКВ}_{455} Z_{\text{общ}} &= 92229 + 780000 = 872229 \text{ руб.} \\ \text{СКВ}_{477} Z_{\text{общ}} &= 121189 + 1040000 = 1661189 \text{ руб.} \end{aligned}$$

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
						24
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

После внедрения оборудования:

$$\text{СКВ}_{63} Z_{\text{общ}}=28960+260000=288960 \text{ руб.}$$

$$\text{СКВ}_{455} Z_{\text{общ}}=28960+260000=288960 \text{ руб.}$$

$$\text{СКВ}_{477} Z_{\text{общ}}=28960+260000=288960 \text{ руб.}$$

6. Определяем годовую добычу нефти по формуле 6:

$$Q_{\text{год}}=Q_{\text{н}}*n*0.95$$

Где $Q_{\text{год}}$ – годовая добыча нефти, т.

$Q_{\text{н}}$ – дебит нефти, т/сут

n –количество суток в году

0,95 – коэффициент эксплуатации скважин

$$\text{СКВ}_{63} Q_{\text{год}}=10,6*365*0,95=3675,55 \text{ т.}$$

$$\text{СКВ}_{455} Q_{\text{год}}=8,9*365*0,95= 3086,75 \text{ т.}$$

$$\text{СКВ}_{477} Q_{\text{год}}=1,5*365*0,95=520,125 \text{ т.}$$

7. Определяем условные затраты на работу энергетиков при внедрении АСЛН-1 по формуле 7:

$$Z_{\text{э}}=Ц_{\text{э}}+K_{\text{м}}$$

Где $Z_{\text{э}}$ – затраты на энергетиков при внедрении АСЛН-1, руб.

$Ц_{\text{э}}$ – цена 1 метра прокладываемого кабеля, руб.

$K_{\text{э}}$ – условная протяженность кабеля, м.

$$\text{СКВ}_{63} Z_{\text{э}}=500*120=600000 \text{ руб}$$

$$\text{СКВ}_{455} Z_{\text{э}}=500*120=600000 \text{ руб.}$$

$$\text{СКВ}_{477} Z_{\text{э}}=500*120=600000 \text{ руб.}$$

8. Определяем затраты на внедрение АСЛН-1 по формуле 8:

$$Z_{\text{вн}}=Z_{\text{о}}+Z_{\text{трс}}+Z_{\text{э}}$$

Где $Z_{\text{вн}}$ – затраты на внедрение АСЛН-1, руб.

$Z_{\text{о}}$ – затраты на оборудование, руб.

$Z_{\text{трс}}$ – затраты на проведение ТРС, руб.

$Z_{\text{э}}$ – затраты на энергетиков, руб.

$$\text{СКВ}_{63} Z_{\text{вн}}=570000+260000+600000=1430000 \text{ руб.}$$

$$\text{СКВ}_{455} Z_{\text{вн}}=570000+260000+600000=1430000 \text{ руб.}$$

$$\text{СКВ}_{477} Z_{\text{вн}}=570000+260000+600000=1430000 \text{ руб.}$$

9. Определяем годовые затраты на электроэнергию АСЛН-1 по формуле 9:

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		25

$$Z_{э/э} = Ц * П_{э/э} * n_1 * n_2$$

Где $Z_{э/э}$ – затраты на электроэнергию АСЛН-1, руб.
 Ц – цена за потребление электроэнергии 1 кВт/ч, руб.
 $P_{э/э}$ – потребление электроэнергии установки, кВт/ч
 N_1 – количество часов в сутках
 N_2 – количество суток в году

$$Скв_{63} Z_{э/э} = 2,6 * 38,39 * 24 * 365 = 870370,64 \text{ руб.}$$

$$Скв_{455} Z_{э/э} = 2,6 * 55,6 * 24 * 365 = 1226345,6 \text{ руб.}$$

$$Скв_{477} Z_{э/э} = 2,6 * 54,18 * 24 * 365 = 1234003,68 \text{ руб.}$$

10. Определяем годовой экономический эффект от внедрения АСЛН-1 по формуле 10:

$$\mathcal{E} = ((C_1 - C_2) * Q_{\text{год}} - E_n * Z_{\text{вн}}) - Z_{э/э}$$

Где C_1, C_2 – себестоимость нефти до и после внедрения оборудования, руб.
 $Q_{\text{год}}$ – годовая добыча нефти, т.
 E_n – нормативный документ эффективности капитальных вложений = 0,15
 $Z_{\text{вн}}$ – затраты на внедрение оборудования, руб.
 $Z_{э/э}$ – затраты на электроэнергию, руб.

$$\mathcal{E}_{63} = ((6000 - 2000) * 3675,55 - 0,15 * 1430000) - 70370,64 = 14417329,36 \text{ руб.}$$

$$\mathcal{E}_{455} = ((6000 - 2000) * 3086,75 - 0,15 * 1430000) - 1226345,6 = 10906154,4 \text{ руб.}$$

$$\mathcal{E}_{477} = ((6000 - 2000) * 520,125 - 0,15 * 1430000) - 1234003,68 = 631996,32 \text{ руб.}$$

11. Определяем срок окупаемости оборудования по формуле 11:

$$Скв_{63} T_{\text{окуп}} = \frac{Z_{\text{вн}}}{\Delta C}$$

Где $T_{\text{окуп}}$ – срок окупаемости от внедрения оборудования, мес.
 $Z_{\text{вн}}$ – затраты на внедрение, руб.
 ΔC – экономия эксплуатационных затрат, руб.

$$Скв_{63} T_{\text{окуп}} = \frac{1430000}{13831829,36} = 0,10 \text{ года} \approx 2 \text{ мес}$$

$$Скв_{455} T_{\text{окуп}} = \frac{1430000}{11120654,4} = 0,12 \text{ года} \approx 2 \text{ мес}$$

$$Скв_{477} T_{\text{окуп}} = \frac{1430000}{846496,32} = 1,6 \text{ года} \approx 1 \text{ год } 2 \text{ мес}$$

12. Определяем экономию эксплуатационных затрат по формуле 12:

$$\Delta C = ((C_1 - C_2) * Q_{\text{год}}) - Z_{э/э}$$

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
						26
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

Где ΔC – экономия эксплуатационных затрат, руб.

C_1-C_2 – себестоимость нефти до и после внедрения оборудования, руб.

$Q_{\text{год}}$ - годовая добыча нефти, т.

$\mathcal{E}_{\text{э}}$ – затраты на электроэнергию, руб.

$$C_{\text{КВ63}} \Delta C = ((6000-2000) * 3675,55) - 870370,64 = 13831829,36 \text{ руб}$$

Скв ₆₃	№ скв	63	455	477
	$Q_{\text{год}}$, т.	3675,55	3086,75	520,125
	$Z_{\text{общ}}$ тыс.руб.	288960	288960	288960
	$Z_{\text{э}}$, тыс.руб	870370,64	1226345,6	1234003,68
	$Z_{\text{э}}$, тыс.руб.	600000	600000	600000
	$Z_{\text{вн}}$, тыс.руб	1430000	1430000	1430000
	\mathcal{E} , тыс.руб.	14417329,96	10906154,4	631996,32
	$T_{\text{окуп}}$, мес	2 мес	2 мес	1 год и 2 мес
	ΔC , тыс.руб.	13831829,36	11120654,4	46496,32

$$\Delta C = ((6000-2000) * 3086,75) - 1226345,6 = 11120654,4 \text{ руб}$$

$$C_{\text{КВ63}} \Delta C = ((4000) * 520,125) - 1234003,68 = 846496,32 \text{ руб}$$

Таблица 3 – Сводная таблица годовых технико-экономических показателей после внедрения АСЛН-1

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
						27
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		28

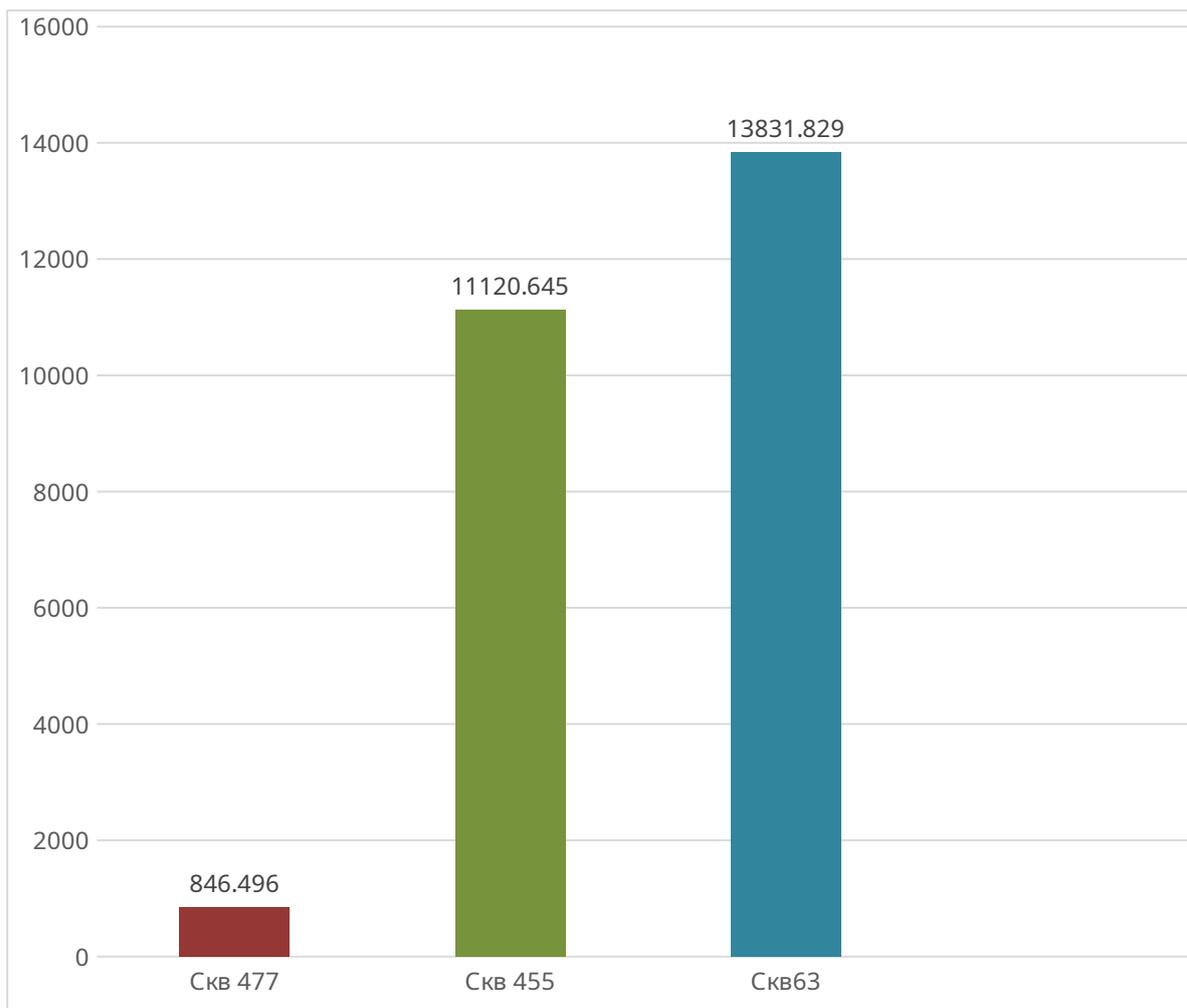


Рисунок 1 – Годовой экономический эффект от внедрения АСЛН-1, тыс.руб.

Анализ показателей показывает, что наибольший годовой экономический эффект от внедрения АСЛН-1 составил на скв №63-13831,829 тыс.руб, а наименьший на скв №477-846,496 тыс.руб.

1.2.4 Спец.вопрос: Анализ добычных возможностей

Определение коэффициента продуктивности скважин из уравнения притока.

$$K = \frac{Q_{\phi}}{P_{пл} - P_{заб}} \left(\frac{м^3}{МПа \cdot сут} \right)$$

где Q_{ϕ} – дебит скважины ($м^3/сут.$);

$P_{пл}$ и $P_{заб}$ – соответственно пластовое и забойное давление (МПа).

	Q_{ϕ}	$P_{пл}$	$P_{заб}$	К продуктивности
СКВ. № 65	4.9	10.5	1.33	$0.53 \frac{м^3}{МПа \cdot сут}$
СКВ. № 465	0.2	6.6	2.4	$0.04 \frac{м^3}{МПа \cdot сут}$
СКВ. № 718	1.7	6	2.91	$0.56 \frac{м^3}{МПа \cdot сут}$
СКВ. № 370	12.2	6.03	1.2	$2.52 \frac{м^3}{МПа \cdot сут}$
СКВ. № 372	10.5	9.8	1.5	$1.26 \frac{м^3}{МПа \cdot сут}$
СКВ. № 417	4.3	7.57	1.35	$0.69 \frac{м^3}{МПа \cdot сут}$
СКВ. № 433	8.1	11.1	2.43	$0.93 \frac{м^3}{МПа \cdot сут}$
СКВ. № 472	10.9	11.2	3.37	$1.39 \frac{м^3}{МПа \cdot сут}$
СКВ. № 501	4.5	6.1	2.47	$1.23 \frac{м^3}{МПа \cdot сут}$
СКВ. № 722	3.3	5.2	2.9	$1.43 \frac{м^3}{МПа \cdot сут}$

Определение максимального забойного давления из условия:

$$P_{\text{мах.доп.}} = 0,75 \cdot P_{\text{нас.}} \text{ (если } n_{\text{в}} > 50\%) \text{ (МПа);}$$

$$P_{\text{мах.доп.}} = 0,3 \cdot P_{\text{нас.}} \text{ (если } n_{\text{в}} < 50\%) \text{ (МПа);}$$

Где $P_{\text{нас.}}$ – давление насыщения (МПа);

$n_{\text{в}}$ – обводненность продукции (%).

	$P_{\text{нас}}$	$n_{\text{в}}$	$P_{\text{мах.доп.}}$
скв. № 65	7	43	2.1 МПа
скв. № 465	8	57	6 МПа
скв. № 718	8	29.7	2.4 МПа
скв. № 370	7	16.3	2.1 МПа
скв. № 372	7	10	2.1 МПа
скв. № 417	8	43.2	2.4 МПа
скв. № 433	8	15.9	2.4 МПа
скв. № 472	8	20	2.4 МПа
скв. № 501	7	12.4	2.1 МПа
скв. № 722	8	29.2	2.4 МПа

Определение максимального допустимого дебита скважин

$$Q_{\text{мах.доп.}} = K \cdot (P_{\text{пл.}} - P_{\text{мах.доп.}}) \text{ (м}^3\text{/МПа} \cdot \text{сут.)}$$

$\Delta h = 308,4 - 223 = 85,4$ максимально допустимый дебит скважины;

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата		31

M коэффициент продуктивности;

$\mu=34,7-97=247,7$ пластовое давление;

	K	$\mu=34,7-97=247,7$	$P_{\text{мах. доп}}$	$Q_{\text{мах. доп.}}$
СКВ. № 65	0.53	10.5	2.1 МПа	4.45 м ³ /МПа·сут.
СКВ. № 465	0.04	6.6	6 МПа	0.02 м ³ /МПа·сут.
СКВ. № 718	0.56	6	2.4 МПа	2.01 м ³ /МПа·сут.
СКВ. № 370	2.52	6.03	2.1 МПа	9.90 м ³ /МПа·сут.
СКВ. № 372	1.26	9.8	2.1 МПа	9.7 м ³ /МПа·сут.
СКВ. № 417	0.69	7.57	2.4 МПа	3.56 м ³ /МПа·сут.
СКВ. № 433	0.93	11.1	2.4 МПа	8 м ³ /МПа·сут.
СКВ. № 472	1.39	11.2	2.4 МПа	12.23 м ³ /МПа·сут.
СКВ. № 501	1.23	6.1	2.1 МПа	4.92 м ³ /МПа·сут.
СКВ. № 722	1.43	5.2	2.4 МПа	4 м ³ /МПа·сут.

Определение разности дебитов

$$Q_{\text{об}} = \frac{3,99 \times 10}{791,5 \cdot 0,8} = 6,3$$

м³/сут разность между максимальным и фактическим дебитами;

СКЗ-1,2-630 максимально допустимый дебит скважины;

З — фактическая подача;

	СКЗ-1,2-630	З —	$\mu=34,7-97=247,7$ Q
СКВ. № 65	4.45	4.9	-0.45 $Q_{\text{об}} = \frac{3,99 \times 10}{791,5 \cdot 0,8} = 6,3$
СКВ. № 465	0.02	0.9	-0.88 $Q_{\text{об}} = \frac{3,99 \times 10}{791,5 \cdot 0,8} = 6,3$

СКВ.№ 718	2,01	1.7	0.31 $Q_{об} = \frac{3,99*10}{791,5-0,8} = 6,3$
СКВ.№ 370	9.90	12.2	-2.3 $Q_{об} = \frac{3,99*10}{791,5-0,8} = 6,3$
СКВ.№ 372	9.7	10.5	-0.8 $Q_{об} = \frac{3,99*10}{791,5-0,8} = 6,3$
СКВ.№ 417	3.56.	4.3	-0.74 $Q_{об} = \frac{3,99*10}{791,5-0,8} = 6,3$
СКВ.№ 433	8	8.1	0.1 $Q_{об} = \frac{3,99*10}{791,5-0,8} = 6,3$
СКВ. № 472	12.23	10.9	1.33 $Q_{об} = \frac{3,99*10}{791,5-0,8} = 6,3$
СКВ. № 501	4.92	4.5	0.42 $Q_{об} = \frac{3,99*10}{791,5-0,8} = 6,3$
СКВ. № 722	4	3.3	0.7 $Q_{об} = \frac{3,99*10}{791,5-0,8} = 6,3$

Вывод: На скважинах разница между максимально допустимым и фактическим дебитом, имеют отрицательные значения, то это может привести к разрушению пласта и выносу песка, к быстрому росту газового фактора и обводнённости скважинной продукции. Поэтому необходимо уменьшить отбор жидкости, для чего надо изменить длину хода полированного штока или число качаний в сторону их уменьшения. Но так как нет отрицательных значений, значит все скважины работают в оптимальном режиме.

Коэффициент продуктивности на скважинах №65, 465, 718, 417, 433 меньше единицы, что говорит о возможном загрязнении призабойной зоны пласта, которое может быть после подземных ремонтов, отложение АСПО, солей, механических примесей, нарушение перфорационных каналов. Для повышения коэффициента продуктивности необходимо провести: ОПЗ, КГРП, перфорационные работы.

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		33

1.2.5 Внедрение новых технологий

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		34

1.3 Организационная часть

1.3.1 Охрана труда и техника безопасности

В ходе производственной деятельности ЛУКОЙЛ уделяет первостепенное внимание вопросам обеспечения безопасности труда работников, снижения аварийности и травматизма, создания достойных условий труда, устанавливая приоритет данных вопросов над любыми иными организационными и техническими задачами. Компания продолжает демонстрировать высокий уровень обеспечения промышленной безопасности и охраны труда в нефтегазовой отрасли России. На протяжении многих лет Компания находится в числе лидеров в области промышленной безопасности и охраны труда в нефтегазовой отрасли России. Производственный травматизм в организациях Группы «ЛУКОЙЛ» сохраняется на достаточно низком уровне.

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		35

1.3.2 Противопожарные мероприятия

Вся территория производственных объектов бурения скважин и добычи нефти и газа, установки для сбора, хранения, транспорта нефти и газа, а также производственные помещения должны постоянно содержаться в чистоте и порядке.

Не допускать замазучивания производственной территории и помещений, загрязнение легковоспламеняющимися и горючими жидкостями (ЛВ и ГЖ) мусором и отходами производства, сгораемые отходы производства, мусор, сухая трава и т.д. должны убираться, а место разлива ГЖ и ЛВ должны также тщательно убираться и засыпаться сухим песком или грунтом.

Вокруг площадок и пожаро и взрывоопасных объектов и сооружений, расположенных на территории нефтегазодобывающего предприятия, периодически должна скошиваться трава в радиусе не менее 5м.

Дороги к сооружениям, водоемам, пожарным гидрантам и средствам пожаротушения нельзя загромождать и использовать для складирования материалов, деталей, оборудования.

У пожарных гидрантов необходимо установить надписи указатели, позволяющие быстро определить место их расположения.

В пожаровзрывных объектах, цехах, складах, и на их территории курение запрещается. В таких местах должны быть вывешены предупредительные надписи «Курение запрещается».

На территории предприятия, за исключением мест, где это разрешено приказом руководителя предприятия по согласованию с местной пожарной охраной, запрещается разведение костров, выжигание травы, нефти.

Не применяйте для освещения пожароопасных и взрывоопасных производственных установок источники открытого огня.

Строго следить за герметичностью оборудования (особенно фланцевых соединений и сальников). В случае обнаружения пропусков примите меры к их устранению.

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		36

Отогревание замерзшего оборудования производится только паром или горячей водой. Применение открытого огня запрещается.

У каждого телефона аппарата должны быть вывешены специальные таблички с указанием номера телефона пожарной части для вызова ее при возникновении пожара.

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
						37
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

1.3.3 Охрана недр и окружающей среды

С целью охраны воздушного бассейна применяется герметичная система сбора и транспорта нефти и газа, что исключает соприкосновение нефти с атмосферой на всём её пути от скважины до пунктов подготовки или сдачи нефти. Устья скважин оборудуются сальниковыми уплотнителями типа СУСТ-2 на давление 4.0 Мпа. Предусматривается утилизация попутного газа. Все технологические процессы автоматизированы, что обеспечивает защиту оборудования при повышении или понижении давления в системах и аварийную сигнализацию на оперативный пункт цеха добычи нефти и газа. Система очистки пластовых и сточных вод закрытая. С целью охраны и рационального использования водных ресурсов рекомендуется осуществлять закачку сточных вод в пласты.

Охрана недр предусматривает осуществление комплекса мероприятий, направленных на предотвращение безвозвратных потерь в недрах вследствие низкого качества проводки скважин, приводящих к преждевременному обводнению дегазации пластов, перетоков жидкости между продуктивными и соседними горизонтами, разрушение нефтесодержащих пород, нарушения прочности колонны и цемента за ней и других последствий, ухудшающих состояние недр. На месторождении предусмотрена конструкция скважин и технология бурения, которые обеспечивают предотвращение открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов ствола скважин, изоляцию водоносных пластов и герметичность колонн, высокое качество их цементирования. Эксплуатация добывающих и нагнетательных скважин в соответствии с проектом должна осуществляться при заданных давлениях на устье, при заданных депрессиях на эксплуатируемый пласт с целью предотвращения разрушения призабойной зоны.

Предусматривается перевод скважин на другие горизонты при обводнении или по техническим причинам.

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
						38
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

Скважины, которые не могут быть использованы при дальнейшей разработке, ликвидируются с соблюдением всех соответствующих правил и инструкций.

С целью охраны рационального использования земель бурение ведется кустовым способом. Нарушенные при строительстве земли должны быть рекультивированы, освоены новые земли взамен изымаемых под постоянное пользование.

Для снижения коррозии трубопровода, объектов сбора и транспорта нефти и нефтяного газа предусматривается периодическая закачка ингибитора коррозии.

Все мероприятия направлены на наиболее полное использование природных ресурсов без нанесения ущерба недрам и окружающей среде.

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
						39
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

1.3.4 Промышленная безопасность

Предприятия и организации должны представлять соответствующим органам в порядке, установленном Правительством Российской Федерации, декларацию промышленной безопасности. Декларация промышленной безопасности проектируемого объекта разрабатывается в составе проектной документации и уточняется или разрабатывается вновь при обращении за лицензией на эксплуатацию опасного производственного объекта.

При работе на одном объекте нескольких предприятий порядок организации и производства работ должен определяться положением о взаимодействии между предприятиями, утверждаемым совместно руководителями этих предприятий, а при работе нескольких подразделений одного предприятия – порядком, устанавливаемым руководством предприятия.

Производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду–допуску.

Перечень таких работ, порядок оформления нарядов–допусков, а также перечни должностей специалистов, имеющих право руководить этими работами, утверждаются техническим руководителем предприятия. Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными техническим руководителем предприятия.

На взрывопожароопасных объектах руководством предприятия должен быть разработан план ликвидации возможных аварий (ПЛА), в котором с учетом специфических условий необходимо предусматривать оперативные действия персонала по предотвращению аварий и ликвидации аварийных ситуаций, исключению загораний или взрывов, безопасной эвакуации людей, не занятых в ликвидации аварии.

Дополнительные перерывы для обогрева работающих, приостановка работы на объектах осуществляется в зависимости от установленных для

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
						40
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

субъекта Российской Федерации предельных значений температуры наружного воздуха и скорости ветра в данном климатическом районе.

Запрещается находиться посторонним лицам на территории производственного объекта, обозначенной в установленном на предприятии порядке, без разрешения руководителя работ или администрации.

Предприятия и организации должны организовывать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности согласно Федеральному закону "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.97 г., N 116-ФЗ.

Сведения об организации производственного контроля и о работниках, уполномоченных на его осуществление, представляются в территориальный орган Ростехнадзора России, обеспечивающий государственный надзор на данной территории.

В случае изменения условий деятельности или требований промышленной безопасности предприятия и организации должны внести соответствующие изменения в декларацию промышленной безопасности, получить заключение экспертной организации и обратиться в орган, выдавший лицензию на эксплуатацию объекта, для решения вопросов о соответствии условий действия лицензии в связи с внесенными изменениями и возможности.

Для обеспечения охраны труда и безопасности на предприятии в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» должны выполняться основные требования:

- 1) требования к персоналу – определяют круг лиц, допущенных к работе на предприятии; порядок и сроки обучения рабочих и руководителей; порядок прохождения медицинских осмотров; обеспечение спецодеждой.
- 2) требования к территории, объектам, помещениям, рабочим местам – определяют порядок строительства и эксплуатации территорий, объектов, помещений согласно проектным документам; организацию рабочего места для безопасного ведения работ.
- 3) требования к оборудованию и инструменту – определяют порядок по

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
						41
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

изготовлению и эксплуатации оборудования и инструмента; обеспеченность инструкциями по эксплуатации, средств регулирования и защиты, знаками, ограждениями; порядок и сроки освидетельствования.

4) организационно–технические требования к электрооборудованию – при которых, проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования нефтепромысловых установок должны проводиться в соответствии с требованиями "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБЭ), "Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТЭЭ) и “Правил устройства электроустановок”.

5) требования по обеспечению взрывобезопасности – определяют зоны взрывоопасности объектов и оборудования.

		Вотинцев А.М.			КПКО. 21.02.0102. РМ-159К ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		42

1.4 Графическая часть

1.4.1 Схема расположения нагревательной линии в скважине

