

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НА X НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (Томская область)

УДК 622.276.53-027.236(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Чучалов Иван Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.-м.н		

Содержание

Введение.....	3
1 Геолого-физическая характеристика месторождения	5
1.1 Общие сведения о месторождении.....	5
1.2 Литолого-стратиграфический разрез.....	7
1.3 Тектоника.....	14
1.4 Нефтегазоносность.....	19
1.5 Гидрогеологические условия.....	22
1.6 Свойства и состав пластовых флюидов	25
1.7 Сведения о запасах углеводородного сырья	31
2 Техничко – технологический раздел	33
2.1 Текущее состояние разработки X месторождения	33
2.2 Общие сведения об УЭЦН	33
2.3 Анализ работы УЭЦН на X месторождении.....	40
2.4 Основные осложнения при работе УЭЦН и методы борьбы с ними	40
2.5 Расчет УЭЦН и подбор оптимального режима работы.....	51
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	59
3.1 Расчет прироста добычи нефти.....	59
3.2 Расчет условно-постоянных и условно-переменных затрат при добыче нефти.....	61
3.3 Расчет затрат на проведение организационно-технического мероприятия ..	65
3.4 Расчет годового экономического эффекта	71
3.5 Расчет прироста прибыли от проведения мероприятия	71
4. Социальная ответственность.....	73
4.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования	73
4.2 Экологическая безопасность	85
4.2.1 Анализ воздействия объекта на окружающую среду	86
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	88
4.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования	88
4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	89
Заключение	91
Список литературы	92

Введение

Для современного периода развития нефтяной промышленности России характерна неблагоприятная структура запасов нефти, в которой доля традиционных (технологически освоенных) запасов составляет лишь 35%. В то же время на долю трудноизвлекаемых запасов нефти приходится две третьих, 65%. Следствием ухудшения структуры запасов становится снижение средних дебитов добывающих скважин.

Следует отметить, что крупнейшие месторождения, открытые в середине XX века, в результате интенсивной эксплуатации значительно истощились. Обводненность продукции этих месторождений достигла 80-90 процентов и более, на ряде месторождений добыча нефти сопровождается отложением солей, парафинов и гидратов, выносом песка. Осложняющими факторами являются также и коррозионная активность среды, высокая температура пластов и жидкостей, большие значения газовых факторов и давления насыщения, вязкость нефтей и эмульсий.

Освоение новых месторождений сопровождается ростом числа скважин и глубиной бурения. Одновременно с ростом общего фонда скважин, и особенно механизированного, значительно увеличиваются затраты на их ремонт, что доказывает необходимость повышения надежности работы внутрискважинного оборудования, в их числе установки электроцентробежных насосов (УЭЦН), эффективность работы которых зависит от многих факторов.

Объектом данной работы является фонд добывающих скважин на X нефтяном месторождении.

Предметом работы являются УЭЦН, используемые на X нефтяном месторождении для добычи нефти.

Цель работы – проведение анализа эффективности работы УЭЦН на X нефтяном месторождении.

Задачами работы в связи с указанной целью являются:

- Изучить геологическое состояние X месторождения;

- Провести анализ текущего состояния разработки месторождения;
- Рассмотреть основные характеристики УЭЦН и специфику их эксплуатации;
- Исследовать основные вредные факторы, оказывающие негативное влияние на работу УЭЦН;
- Проанализировать эффективность работы УЭЦН и выявить вредные факторы;
- Предложить способ более эффективного использования УЭЦН.

1 Геолого-физическая характеристика месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Территория исследования расположена в административном отношении в Александровском районе Томской области (рисунок 1). Рассматриваемые месторождения входят в состав Тунгольского лицензионного участка №61. Общая площадь участка составляет 4991,8 км².



Рисунок 1 - Обзорная карта района работ

Участок лицензирования 61 (Тунгольский) расположен на северо-западе Томской области в Александровском административном районе. Восточная граница участка совпадает с административной границей между Александровским и Каргасокским районами.

Тунгольский лицензионный участок принадлежит Усть-Тымскому нефтегазоносному району (НГР), входящему в состав Васюганской нефтегазоносной области (НГО).

В географическом плане Усть-Тымская впадина находится в пределах сильно-заболоченной юго-восточной части Западно-Сибирской равнины

(центральная и северная часть Томской области) и представляет собой плоскую, покрытую смешанным лесом равнину. Абсолютные отметки высот варьируют от 125-130 м на севере и до 70-80 м на юге участка. Минимальные отметки 50-60 м наблюдаются в урзах реки Киевский Еган в южной части участка.

Гидрографическая сеть представлена рекой Киевский Еган, протекающей вблизи всей юго-восточной границы участка.

Климат резко-континентальный с холодной (до -50° С) зимой и коротким теплым летом. Метели и сильные снегопады продолжаются с октября по апрель. Грунт промерзает в среднем до глубины 1,2 м, болота – до 0,5 м. Толщина снегового покрова достигает 1,5 м [5].

1.2 Литолого-стратиграфический разрез

Литолого-стратиграфическое описание разреза приведено по данным бурения глубоких скважин на X месторождении. Геологический разрез месторождения приведен на рисунке 2.

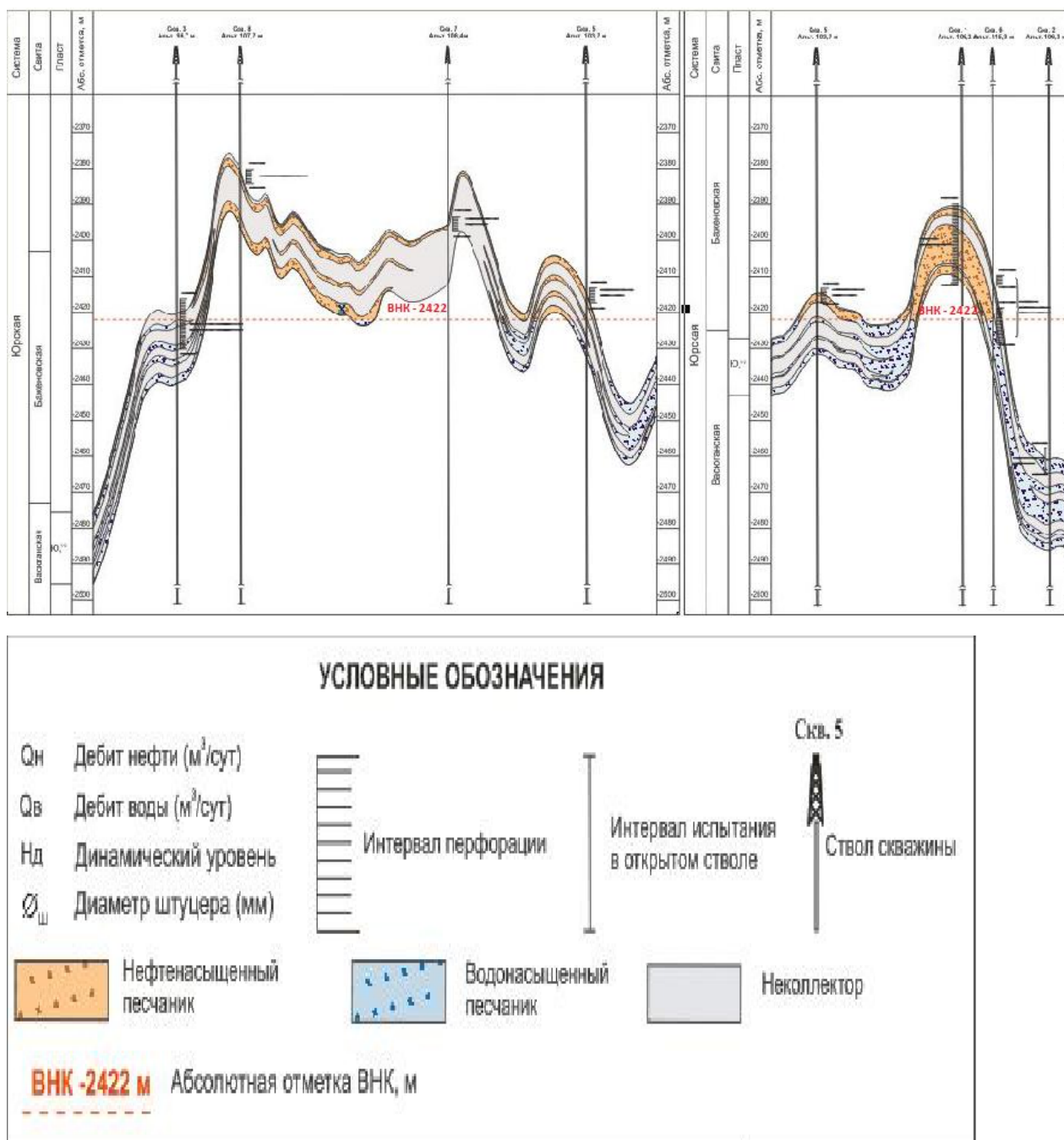


Рисунок 2 - Геологический разрез

Доюрские образования фундамента

Из пяти пробуренных разведочных скважин на X месторождении в трёх вскрыты доюрские образования. Они представлены кварцевыми порфирами от серых до светло-серых с голубоватым оттенком, очень крепкими, трещиноватыми. Трещины выполнены кварцем и тёмно-серым известковистым материалом. Доюрские образования вскрыты : в скважине 1 на глубине 2702 м, толщина вскрытия 41 м, в скважине 4 на глубине 2854 м, толщина вскрытия 73 м, в скважине 3 – 2779 м, толщиной 72 м.

К кровле доюрских образований приурочен отражающий сейсмический горизонт Φ_2 .

Мезозойская эра

Юрская система.

Отложения юрской системы с перерывом в осадконакоплении и угловым несогласием залегают на породах фундамента и представлены тюменской (нижняя-средняя юра), васюганской (верхняя юра, келловейский, оксфордский ярусы) и баженовской (верхняя юра, волжский ярус) свитами.

Тюменская свита $J_{1-2} \text{ tm}$

(в.тоар+верхний аален - верхний бат)

Отложения свиты представлены сероцветными, преимущественно песчаные континентальными отложениями - озёрно-аллювиальными и озёрно-болотными осадками с значительной фациальной и литологической изменчивостью в горизонтальном и вертикальном разрезе. Песчаники содержат прослой алевролитов, аргиллитов и угля. Возраст свиты определён палинологическим анализом и по отпечаткам растений. Отложения тюменской свиты вскрыты всеми пробуренными скважинами. Две скважины (№№ 2 и 5) остановлены бурением в отложения тюменской свиты. Остальные (№№ 1, 3, 4) вскрыли её на полную мощность, где её толщина изменяется от 127 м (скв.1) до 219 м (скв.4).

Васюганская свита J_{3+2vs}

(келловей+оксфорд)

Отложения свиты залегают на осадках тюменской свиты без следов перерыва в осадконакоплении. Келловей-оксфордский комплекс отложений в пределах ЗСП формировался в различных палеообстановках. В Томской области в западной части прибрежно-морские образования выделяются в васюганскую свиту, которые в восточном и юго-восточном направлении сменяются прибрежно-континентальными и континентальными образованиями наунакской свиты.

Васюганская свита по литологическому составу подразделяется на 2 подсвиты: нижнюю – преимущественно глинистую и верхнюю – опесчаненную. Нижневасюганская подсвита представлена аргиллитами с немногочисленными прослоями песчаников и алевролитов. Верхневасюганская подсвита сложена песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с аргиллитами, с прослоями углей и углистых аргиллитов. Песчаные отложения подсвиты представляют регионально нефтегазоносный горизонт $Ю_1$. В разрезе верхневасюганской подсвиты выделяются две толщи, надугольная и подугольная, разделенные между собой угольным пластом $У_1$ или межугольной толщей – песчано-углисто-глинистой пачкой континентального происхождения.

Прибрежно-морские осадки надугольной толщи васюганской свиты уверенно выделяются в разрезах скважин X площади, о чем свидетельствуют находки в песчаниках пластов $Ю_1^{1-2}$ глауконита, раковин фораминифер, остракод. Пласт $Ю_1^2$ (скважины 1, 2 X площади) имеет ограниченное распространение и представляет, по-видимому, баровую песчаную постройку, обусловленную наличием крутопадающих склонов фундамента в сторону общего погружения Усть-Тымской впадины. На время формирования песчаного пласта они являлись барьерными участками прибрежно-береговой зоны, благоприятной для перемыва осадочного материала и накопления значительных его толщ. Пласт $Ю_1^1$ получил более широкое развитие, вскрыт

всеми скважинами на X поднятии, представлен пляжевыми песчаниками, распространение которых контролируется зоной перехода от палеоподнятий к палеовпадинам. Отложения васюганской свиты вскрыты всеми пробуренными скважинами, их толщина – 66-88 м.

Баженовская свита J₃ bg

(титон)

Отложения свиты сложены глубоководными морскими битуминозными аргиллитами темно-коричневыми до черных, плотными, крепкими, с раковистым изломом, иногда плитчатыми, участками карбонатизированными, со скоплением ихтиофауны, с алевро-пелитовой и фитагмо-алевро-пелитовой структурой, тонко-линзовидно-волнистослоистой текстурой, обусловленной ориентированным расположением глинистых частиц, удлинённых зерен обломочного материала, линзочек кальцита и фюзенизированных остатков растительного материала. Основная часть породы сложена микрочешуйчатым ориентированным агрегатом монтмориллонита, хлорита, гидрослюд, насыщенным сапропелевым материалом, с остатками радиолярий и включениями пирита и сидерита.

Благодаря аномально высокому содержанию в породах органического вещества и рассеянных радиоактивных элементов, а также своему повсеместному в пределах западной и центральной частей Томской области распространению, баженовская свита является наиболее ярким, хорошо выраженным региональным репером. В разрезах скважин она очень четко фиксируется на диаграммах электрического и радиоактивного каротажа. К подошве свиты приурочен основной сейсмический отражающий горизонт Па. Мощная глинистая толща баженовской и вышелегающей куломзинской свит служит региональной покрывкой для продуктивного горизонта Ю₁. Толщина свиты, вскрытой всеми пробуренными, скважинами составляет 12-13 м.

Меловая система.

Меловые отложения представлены двумя отделами (нижний и верхний) и вскрыты всеми скважинами на полную мощность.

Куломзинская свита

(берриасский и валанжинский ярусы K_1)

Свита сложена в нижней части серыми аргиллитами с тонкими прослойками серого известняка и мергеля. Средняя часть разреза представлена мелководно-морскими серыми известковистыми песчаниками. Верхняя часть куломзинской свиты представлена серыми аргиллитами с прослоями алевролитов, песчаников и известняков. Свита охарактеризована фаунистически. В верхней части свиты залегают шельфовые песчаные пласты B_{13-15} . Толщина её отложений - 249-269 м.

Тарская свита

(валанжинский ярус K_1)

Отложения свиты представлены прибрежно-морскими и мелководными морскими отложениями, в основном, песчаного состава (пласты песчаников и алевролитов, содержащие прослойки аргиллитов). Возраст свиты определён фаунистически. В разрезе свиты выделяются пласты $B_8 - B_{12}$. Песчаные пласты тарской свиты характеризуются хорошими коллекторскими свойствами. Вскрытая толщина отложений тарской свиты – 89-122 м.

Киялинская свита

(верхний подъярус валанжинского яруса, готеривский, барремский и аптский ярусы K_1)

Отложения свиты сформированы в прибрежно-континентальных и континентальных условиях и представлены частым переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Характерным является пестроцветная окраска пород. Вскрытая толщина отложений свиты - 388-461 м.

Нижний-верхний мел – K_{1-2}

Покурская свита $K_{1-2} pk$

(апт+альб+сеноман)

Свита также представлена континентальными отложениями: неравномерным чередованием глин, алевролитов и песчаников. Глины серые, темно-серые, зеленовато-серые, часто алевролитистые, комковатые и слоистые, с обугленным растительным детритом. Алевролиты темно-серые, иногда глинистые, крепкие, часто опесчаненные. Песчаники светло-серые, серые, мелко-среднезернистые, слабосцементированные, иногда крепкие глинистые или карбонатизированные.

Песчаные пласты свиты, относимые к группе ПК (ПК₁–ПК₂₀), по простиранию, как правило, не выдержаны, имеют линзовидное строение и не коррелируются. Нижняя часть свиты более опесчанена, здесь выделяется песчаная толща группы пластов ПК₁₇₋₂₀. К нижней части свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт III. Пласты характеризуются значительной мощностью и хорошей проницаемостью. Вскрытая толщина её отложений – 741-799 м.

Верхний мел – K₂

Верхнемеловые отложения представлены толщей морских, преимущественно глинистых пород и подразделяются на четыре свиты: кузнецовскую (турон), ипатовскую (верх. турон + коньяк+ниж. сантон), славгородскую (верх. сантон+кампан) и ганькинскую (маастрихт + датский).

Кузнецовская свита (K_{2kz}) сложена глинами темно-серыми с зеленоватым оттенком, плотными, листоватыми и плитчатыми, иногда алевролитистыми и слюдистыми, с остатками морской фауны и включениями пирита. Вскрытая толщина отложений свиты – 49-56 метров. К подошве свиты приурочен сейсмический отражающий горизонт IVб.

Ипатовская свита (K_{2ip}) представлена песчано-алевритовой толщей с подчиненными прослоями глин. Породы обладают серой, темно-серой и зеленовато-серой окраской. Пески и песчаники разнозернистые, уплотненные, алевролитистые, иногда глауконитовые, участками слоистые; алевролиты плотные, глинистые, плохоотсортированные; глины плотные, иногда алевроито-

песчанистые и опоковидные, с остатками растительности. Вскрытая толщина отложений свиты 152-166 м.

Славгородская свита ($K_2 sl$) сложена преимущественно глинами серыми, зеленовато-серыми, плотными, комковатыми, иногда опоковидными или алевритистыми, с редкими маломощными прослоями алевролитов и уплотненных алевритов. Вскрытая толщина отложений свиты 95-104 метров.

Ганькинская свита ($K_2 gn$) в верхней части сложена зеленовато-серыми и серыми мергелями с прослоями глин, ниже – преимущественно глинами темно-серыми, участками известковистыми и алевритистыми, с остатками раковин моллюсков, фораминифер. Толщина отложений свиты 129-135 метров.

Кайнозойская эра

Палеоген – P

Палеогеновая система включает морские, в основном глинистые отложения талицкой (палеоцен), люлинворской (эоцен), чеганской (олигоцен) свит и континентальные отложения некрасовской серии (олигоцен).

Талицкая свита ($P_1 tl$) сложена глинами темно-серыми и буровато-серыми, жирными, вязкими часто опоковидными, с присыпками алевритистого материала и с редкими маломощными прослоями темно-серого, слабосцементированного алевролита. Толщина свиты достигает до 50 метров.

Люлинворская свита ($P_2 ll$) в нижней части сложена глинами светло-серыми и серыми, опоковидными, местами переходящими в опоки, выше залегают глины зеленовато-серые, плотные, жирные на ощупь. В глинах встречаются маломощные прослои уплотненных песков и алевритов. Толщина свиты 150-220 метров.

Чеганская свита ($P_{2-3} cg$) представлена глинами зеленовато-серыми и голубовато-зелеными, плотными, жирными на ощупь, с гнездами и присыпками песчано-алевритистого материала, с пропластками и линзами светло-серых песков, разнозернистых, слюдистых. Толщина свиты от 50 до 70 м.

Некрасовская серия (P₃ nk) сложена песками светло-серыми, серыми, мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми, иногда уплотненными с подчиненными прослоями глин темно-серых, коричневато-серых и бурых, песчаных, плотных, с обильными растительными остатками и алевритов. Толщина серии 130-150 метров.

Четвертичные отложения Q

Отложения четвертичной системы представлены песками темно-серыми, серыми, мелкосреднезернистыми, реже – более крупнозернистыми, иногда глинистыми, суглинками и глинами буровато-серыми, алевритистыми, с пропластками лигнита. Толщина отложений в пределах 40 м [9].

1.3 Тектоника

Участок исследования расположен в южной части Центрально-Западно-Сибирской складчатой системы Западно-Сибирской плиты и в разрезе имеет двухъярусное строение: фундамент и мезозойский осадочный чехол.

Западно-Сибирская плита (ЗСП) является сложнопостроенным тектоническим регионом. Особой сложностью отличается фундамент плиты. В составе фундамента выделяются два структурных этажа. Нижний или складчатый этаж сложен геосинклинальными формациями глубоко метаморфизованных и сильно дислоцированных пород докембрия и палеозоя, прорванных интрузиями различного состава. Верхний структурный этаж фундамента занимает промежуточное положение между геосинклинальными образованиями складчатого основания и типично платформенными отложениями осадочного чехла.

Фундамент представлен разновозрастными тектоническими комплексами. Активная дизъюнктивная тектоника, проявившаяся на гетерогенном основании, предопределила мозаичное распределение фрагментов тектонических структур различного возраста. Основным

элементом, выделяемым в пределах района проектируемых работ, является Усть-Тымская палеозойская впадина.

Усть-Тымская наложенная впадина в своем основании имеет Усть-Тымский срединный массив, который представляет собой фрагмент салаирской складчатости. Массив полностью перекрыт осадочным комплексом средне-верхнего палеозоя, вскрытого скважинами на Вартовской площади, расположенной к западу от района работ. На этой же площади Восточно-Никольская параметрическая скважина №1 прошла по терригенным породам верхней части карбона и перми 1930м.

Складчатый фундамент разбит многочисленными тектоническими нарушениями преимущественно северо-восточного и северо-западного простирания. Геосинклинальный комплекс отложений с угловым несогласием перекрыт самлатской толщей ($C_2 - P_1$) и отложениями триаса (T_{1-2}). Между отложениями самлатской толщи и триаса наблюдается региональный перерыв в осадконакоплении. В поздней перми существовали континентальные условия, благоприятствующие интенсивной дезинтеграции и формированию кор выветривания.

В начале триасового периода в процессе рифтогенеза были сформированы грабен-рифты, при этом произошел раскол литосферной плиты на мелкие блоки и их частичный раздвиг. Депрессионные зоны заполнились триасовыми эффузивно-осадочными образованиями.

В течение континентального перерыва складчатые сооружения фундамента размывались и пенепленизировались. На этом этапе происходит формирование доюрской коры выветривания. К началу прогибания ЗСП был сформирован эрозионно-тектонический рельеф поверхности доюрского фундамента.

Формирование платформенного чехла происходило в мезозое-кайнозое при спокойном тектоническом режиме. Вследствие затухающего остаточного импульса тектонических движений, длительность которого около 200 млн. лет,

платформенные структуры развивались унаследовано структурам фундамента на протяжении всей мезозойской эры.

Соответствие рельефа поверхности фундамента платформенным структурам наблюдается до верхнемеловых отложений. Начиная с верхнего мела, в верхней части платформенного чехла, формируется новый структурный план, связанный с неотектоническими движениями.

Для всей территории ЗСП характерно наличие в региональном плане двух основных систем тектонических разломов северо-западного и северо-восточного простирания. Первые представляют собой разломы складчатого основания фундамента, вторые связаны с рифтогенезом. Значительная часть разрывных нарушений проникает в отложения платформенного чехла, оказывая существенное влияние на формирование в них залежей нефти и газа [3].

X структура была выделена как группа X локальных поднятий в виде антиклинальной складки субширотного простирания, которая осложнена четырьмя основными куполами, разделенными депрессионными зонами.

Лицензионный участок №61, включающий X, Эмторское и Тунгольские поднятия, находится в пределах Усть-Тымской впадины – крупнейшей надпорядковой отрицательной структуры. Усть-Тымская синеклиза расположена в тектоническом отношении в северной наиболее прогнутой части Томской области и сформирована прогибами северо-западного и северо-восточного направления [1].

X куполовидные поднятия III порядка выделяются в составе Караминской мезоседловины, ограничивающей Усть-Тымскую впадину с севера в широтном направлении. Караминская мезоседловина, в свою очередь, является зоной сочленения Александровского и Пыль-Караминского мегавалов (Обь-Васюганской и Куржинской гряды)

По поверхности доюрских образований (горизонт Φ_2) район исследований характеризуется сложным строением, выраженным в наличие многочисленных, небольших по размерам приподнятых участков,

перемежающихся с различными по глубине и размерам прогибами. Тектонические нарушения северо-западного и северо-восточного направлений являются преимущественно сбросами и относятся к структурообразующим разломам, разбивая поверхность доюрских образований на серию мелких блоков. Чередование приподнятых и опущенных блоков, в результате унаследованных движений, в дальнейшем предопределили морфологию мезокайнозойских структур осадочного чехла.

X куполовидные поднятия отделены от наиболее крупного Эмторского поднятия прогибом субширотного простирания. В западном направлении депрессионные зоны субмеридионального направления отделяют район исследования от Сигаевских, Куликовских и Вартовских поднятий.

В структурном плане по отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты) наблюдается уменьшение контрастности структурных форм относительно горизонтов Φ_2 и Ia.

Выкопировка из тектонической карты юрского структурного яруса Томской области представлена на рисунке 3.

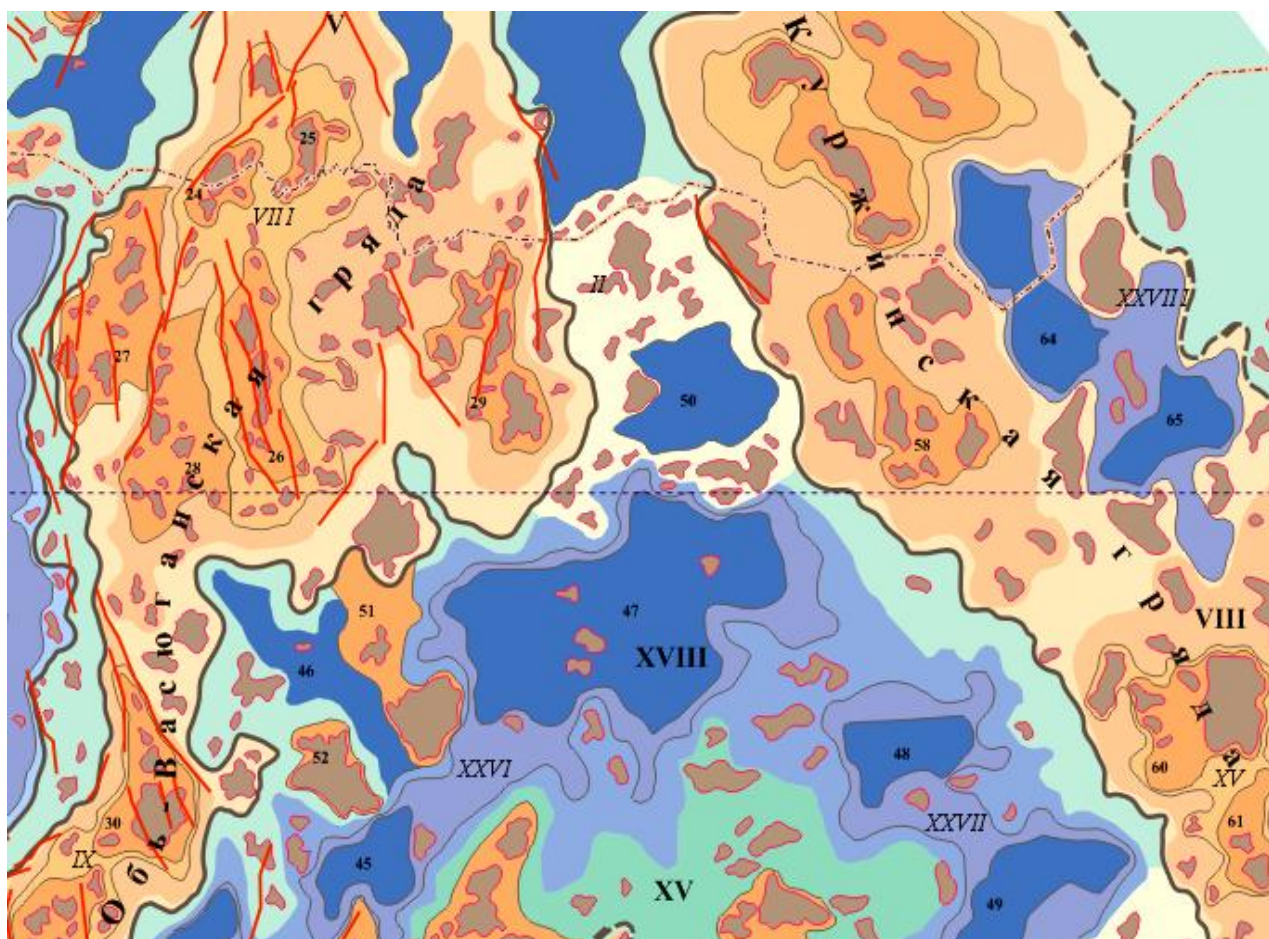


Рисунок 3 - Выкопировка из тектонической карты юрского структурного яруса Томской области

Структуры I порядка: II – Нижневартровский свод; VIII – Пайдугинский мегавал; XV – Северо-Парабельская моноклираль; XXVIII - Усть-Тымская мегавпадина.

Структуры II порядка: II – Караминская мезоседловина; VIII – Трайгородский мезовал; IX – Васюганский мезовал; XXVI – Неготский мезопрогиб; XXVII - Пыжинский мезопрогиб; XXVIII – Южно-Казанский мезопрогиб.

Структуры III порядка: 25 – Вахское к.п.; 26 – Криволучцкий вал; 27 – Западно-Александровский выступ; 29 – Окуневский вал; 30 – Северо-Васюганское к.п.; 45 – Южно-Неготская впадина; 47 – Неготская впадина; 51 – Мурасовский выступ; 52 – Трассовое к.п.; 58 – Колонковый вал; 60 – Западно-Пайдугинское к.п.; 61 – Береговое к.п.

1.4 Нефтегазоносность

По нефтегазогеологическому районированию X месторождение входит в состав Усть-Тымского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области.

Потенциально нефтегазоперспективными комплексами как в Усть-Тымском нефтегазоносном районе, так и во всей Томской области являются доюрский, нижнеюрский, среднеюрский, верхнеюрский и меловой (неоком).

Доюрский нефтегазоносный комплекс

В целом для Западной Сибири к настоящему времени в породах фундамента случайно или целенаправленно открыто 75 залежей нефти и газа. Эти залежи обнаружены в карбонатах, песчаниках, гравелитах, кремнисто-глинистых толщах, кварц-серицитовых сланцах и гранитах. Поиски нефти в древних толщах Западной Сибири, представляющих самостоятельные нефтегазоносные этажи (палеозой), могут уже в ближайшее время привести к открытию новых крупных и высокодебитных месторождений. Нефтепоисковую практику необходимо ориентировать на поиски зон разуплотнения и объектов с улучшенными коллекторами, особенно в пределах развития рифогенных формаций. Это могут быть тела, небольшие по площади, но значительного вертикального распространения [9].

Ловушками для нефти и газа в зоне контакта могут быть породы палеозоя отдельно и в совокупности с мезозойскими отложениями.

Промышленных залежей в этом комплексе в пределах района проведения работ не выявлено. В скважине 1 X площади в доюрских образованиях, представленных кислыми эффузивами, в интервале 2726-2731 м наблюдались выпоты нефти. Интервал не испытан. ИП проведено не качественно, в колонне испытание не проведено из-за аварии при спуске.

Нижнеюрский нефтегазоносный комплекс

Нижнеюрский нефтегазоносный комплекс включает в себя отложения урманской (группа песчаных пластов Ю₁₆ и Ю₁₇, разделённых аргиллитовой

пачкой), тогурской свиты и пласт Ю₁₅ тюменской свиты. Переслаивание песчаных и глинистых пачек создают благоприятные предпосылки для образования ловушек, а наличие нефтегенерирующей тогурской свиты увеличивает вероятность формирования месторождений. В скважине 3 Тунгольской площади в песчаниках Ю₁₆ отмечался в керне запах нефти в свежем изломе. По данным ГИС проницаемые интервалы отсутствуют. Пористость составляет 2.5-7.4%, проницаемость 0.06-1.7мдарси. Испытание не проводилось. В пределах Усть-Тымского НГР в отложениях этого комплекса выявлена непромышленная залежь нефти на Толпаровской площади. На проектируемой площади в результате ранее проведённых работ нефтегазопроявлений в данном комплексе выявлено не было.

Среднеюрский нефтегазоносный комплекс

Содержит песчаные пласты тюменской свиты (пласты Ю₁₄ - Ю₂). Промышленных залежей в этом комплексе в пределах проектируемой площади не установлено, но в непосредственной близости открыто Вартовское нефтяное месторождение, продуктивность которого связана с пластом Ю₆ тюменской свиты. В скважине 370 Сибкраевской площади, расположенной в непосредственной близости от района работ, из интервала 2694-2700м (пласт Ю₉₋₁₀) был поднят песчаник мелкозернистый, крепкосцементированный, люминесцирующий в свежем изломе желтым свечением. В этом же интервале по газовому каротажу наблюдались повышенные газопоказания до 4% с увеличением суммы тяжелых углеводородов до 2.5%. По ПГИ пласт проницаемый, неоднородный. При испытании данного интервала получен приток минерализованной пластовой воды дебитом 6.8м³/сут на динамическом уровне 1240м. На X площади в скважине 3 при газокаротажных исследованиях зафиксировано аномальное повышение газопоказаний в интервале 2640-2654м (пласт Ю₄ тюменской свиты).

Верхнеюрский нефтегазоносный комплекс

Горизонт Ю₁ васюганской свиты является основным продуктивным горизонтом на территории Томской области. В Усть-Тымском НГР с ним

связаны многие нефтяные месторождения – Киев-Еганское, Двойное, Ясное, Х, Тунгольское и др.

Нижнемеловой нефтегазоносный комплекс

Нефтегазоносность неоконских отложений в пределах района работ и Тунгольского 61 участка пока не установлена. Эти отложения испытаны на 3-х площадях: Х (скважины № 1, 2, 3), Сибкраевской № 371 и Эмторской № 300. Испытанию подвергались пласты покурской, киялинской (вартовской), тарской и куломзинской свит. Все пласты оказались водоносными. Данный комплекс включает пласты группы ПК, А, Б₈₋₁₅ и песчаные пласты Б₁₆₋₂₀ (первый песчаный горизонт, залегающий в непосредственной близости от баженовской свиты, получил название ачимовский пачки).

Х нефтяное месторождение открыто в 1972 году в результате бурения и испытания первой скважины №1 на площади, заложенной в восточной части структуры. На площади было пробурено пять скважин –1, 2, 3, 4, 5, из них только две скважины – 1 и 5 оказались нефтеносными.

Продуктивными на месторождении являются пласты Ю₁¹ и Ю₁² горизонта Ю₁ васюганской свиты. Песчаники светло-серые, средне-крупнозернистые, малоглинистые, различной крепости, слюдистые. Пласт Ю₁² вскрыт скважинами 1 и 2, общие/эффективные толщины составляют, соответственно, 14/13 м и 17/9,2 м. По данным ГИС пласт неоднородный, проницаемый, с плотными пропластками. Пористость по лабораторным данным составляет 10-15%, проницаемость от $10 \cdot 10^{-3}$ до $100 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. В разрезах других скважин происходит его замещение на алевро-глинистые разности.

Пласт Ю₁¹ вскрыт всеми скважинами на Х месторождении, несмотря на незначительные толщины (2-4м), более выдержан по площади. Ухудшение коллекторских свойств происходит, в основном, за счет сокращения толщин проницаемых песчаных пропластков [7].

При проведении испытаний был получен приток жидкости, содержащей 46,3% воды и 53,7% нефти. Перфорированный интервал 2534 – 2544 м. Соответственно уровень ВНК, рассчитанный из условия пропорциональности

дебитов мощностям вскрытых нефтенасыщенных и водонасыщенных горизонтов, находится на а.о. -2422 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина продуктивного пласта по скважине 1 составила 14,8 м, учитывая её колебания по площади в среднем на 30-40%, для подсчёта взята 10 м. Геологический разрез представлен на рисунке 3.

Открытая пористость, определенная по данным ГИС, составляет 0,15 д.е., по керну средняя пористость составила 15%, в подсчет принимался коэффициент открытой пористости 0.15.

Коэффициент нефтенасыщенности определен по остаточной воде и данным БКЗ. По лабораторным исследованиям (11 образцов) он равен 0,7, по определениям БКЗ – 0,66. Из-за малого количества образцов, он принят по геофизике и равен 0.66.

Пересчетный коэффициент определен по глубинной пробе из скважины 1 – 0.8. Плотность нефти взята условно (среднее значение большинства юрских нефтей) – 0.835 г/см³.

1.5 Гидрогеологические условия

Х нефтяное месторождение расположено в пределах Западно-Сибирского артезианского бассейна, в разрезе которого выделяется два гидрогеологических этажа, разделенных мощной толщей глинистых пород верхнемелового и палеогенового возраста. Мощность этой толщи достигает 600-650 м, она надежно предохраняет водоносные комплексы нижнего этажа от влияния поверхностных факторов. В разрезе бассейна, выделяются следующие водоносные комплексы: в составе нижнего, гидрогеологического этажа – палеозойский, юрский, неокомский, апт-альб-сеноманский; в составе верхнего этажа – палеоген-четвертичный.

Палеозойский водоносный комплекс приурочен к верхней части доюрских образований и базальным пластам платформенного чехла, залегающим непосредственно на них и гидродинамически связанным с ними.

Сверху комплекс изолирован плотными глинисто-алевритовыми породами юрских отложений. Непосредственно в районе проектируемых работ палеозойский водоносный комплекс сложен преимущественно эффузивными и туфогенными породами, в верхней части которых иногда развита кора выветривания. Пластовые воды связаны с зонами трещиноватости и выветривания пород и с базальными пластами юры.

Притоки пластовых вод из палеозойского комплекса не были изучены по результатам опробования скважин, пробуренных в районе проектируемых работ. Так, в скважине №3 Х площади палеозойские образования вскрыты в интервале 2769-2851м, литологически представлены кремнистой породой, трещиноватой. Испытанный интервал практически сухой. В процессе обратной промывки пластового флюида не отмечено. В интервале опробования 3057-3162м скважины №2 Тунгольской площади, вскрывший палеозойские отложения, при депрессии 100атм, пластового флюида не получено. При испытании аналогичных горизонтов в скважине №3 Тунгольской площади опробование испытателем пластов интервала 3158-3216м не произведено из-за большой кавернозности ствола скважины.

На Х месторождении в скважине №3 доюрские образования вскрыты на глубине 2653 м. При опробовании верхней части вскрытой толщи из интервала 2641-2651м, получен приток пластовой воды дебитом 18,1 м³/сут на уровне 1836 м с растворенным в ней газом. Вода хлоридно-кальциевого типа имеет минерализацию 44,67 г/л. Пластовая температура +96°С. Содержание йода составляет 6,85мг/л, брома – 82,37мг/л.

Юрский водоносный комплекс подразделяется на три водоносных горизонта: ниже-среднеюрский, средне-верхнеюрский и верхнеюрский. Водоупорная кровля представлена аргиллитами баженовской и участками георгиевской свит, а так же песчаными отложениями тюменской и наунакской свит, сложенными континентальными осадками. Песчаные пласты по простиранию не выдержаны, имеют линзовидное строение и весьма различны по коллекторским свойствам. При опробовании в колонне скважины № 3 Х

площади из пласта Ю₁¹ получен приток воды дебитом 5,3 м³/сут. на динамическом уровне 724 м. Наименьший дебит воды 2,95 м³/сут был получен из пласта Ю₂ скважины №5 на динамическом уровне 911 м. Вода хлоридно-кальциевого типа с минерализацией 20,58-26,25 мг/л, содержанием йода 1,52-2,19 мг/л, брома – 25,5-55 мг/л. и растворённого газа.

Пластовые воды из горизонта Ю₁ по составу хлоридно-кальциевые с минерализацией 18-44 г/л. Из микрокомпонентов в водах присутствуют: йод – 51,52-6,85 мг/л; бром – 54,0-80,0 мг/л. Воды газонасыщенные; газовый фактор до 1,0 м³/ м³. Растворённый газ преимущественно метанового состава; содержание метана до 70 %, азота – 6-12 %, тяжелых углеводородов – 0,04-2,0 % [4].

Неокомский водоносный комплекс охватывает отложения куломзинской, тарской и киялинской свит, включающих ряд песчаных пластов-коллекторов, содержащих пластовые воды. Это сравнительно более водообильный комплекс. На X месторождении притоки пластовой воды из нижнемелового комплекса зафиксированы лишь в скв. № 3. Здесь в интервале 2304-2314 м из песчаного пласта Б₁₀ получено 54,4 м³/сут. пластовой воды на динамическом уровне 89 м. Воды этого комплекса также относятся к типу хлор-кальциевых с минерализацией 15,0 г/л. В составе пластовых вод присутствуют йод – 6,03 мг/л, бром - 32,2125,5-72,46 мг/л и др. компоненты. Растворенный горючий газ содержит метан (до 87-88 %) и тяжелые углеводороды.

Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс приурочен к отложениям покурской свиты. Песчаные пласты свиты, иногда весьма значительной мощности (до 35 м) содержат пластовые воды преимущественно хлор-кальциевого типа. Пласты обладают значительной водообильностью. Непосредственно в районе работ они не изучались, по данным других скважин дебиты пластовых вод достигают 200-500 м³/сут переливом. Минерализация вод составляет 2-8 г/л, в составе вод содержатся йод (3-6 мг/л), бром (33-56 мг/л) и др. компоненты. Состав растворенного газа азотно-метановый и метановый.

Палеоген-четвертичный водоносный комплекс сложен преимущественно глинистыми породами, в верхней части – песчано-

алевритовыми и гравийно-песчаными отложениями. Пластовые воды этого комплекса - гидрокарбонатно-кальциево-магниевые с плотным сухим остатком 240-300 мг/л, пресные воды – с несколько повышенным содержанием железа. Притоки пластовых вод иногда достигают 30 м³ в час. Пресные воды из песчаных пластов атлымской свиты некрасовской серии (глубина залегания их 100-150 м) могут быть использованы для питьевых и технических нужд. В районе проектируемых работ данная толща верхнего мела и палеогена изучению на предмет водоносности не подвергалась [10].

1.6 Свойства и состав пластовых флюидов

Нефть пласта Ю₁¹⁻² X месторождения охарактеризована двумя глубинными пробами нефти, отобранных в скважине №1, тремя глубинными пробами нефти из скважины №6 и тремя глубинными пробами нефти из скважины №111. Пробы скважины №111 анализировались после оперативного пересчета запасов, поэтому в данном разделе они не учтены, т.к. не могут повлиять на утвержденные подсчетные параметры заложенные в модель, но значения показателей по этим пробам не выходят за рамки диапазонов значений.

В скважине №1 параметры глубинных проб нефти исследовались только при однократном (стандартная сепарация) разгазировании. Однократная сепарация проводилась при стабилизации состава выделенного газа путем пропускания его через нефть при постоянном расходе. Определение вязкости нефти в пластовых условиях осуществлялось на вискозиметре ВВДУ.

В 2008 г. в лабораторию ОАО «Томского научно-исследовательского и проектного института нефти и газа Восточной нефтяной компании» поступило 3 глубинных пробы нефти скважины №6. При исследовании использовались только две пробы нефти, третья проба нефти оказалась некондиционной.

Исследование физических свойств пластовой нефти проводились на лабораторной установке высокого давления УТИПН-1 по комплексам А, Б, В,

предусмотренным ГОСТ 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовые исследования пластовых флюидов и разгазированной нефти». Полный расчет состава пластовой нефти выполнен методом материального баланса на основе экспериментальных данных компонентного состава нефтяного газа, разгазированной нефти и величины газосодержания.

Эксперименты по стандартному разгазированию проводились на двух режимах: при пластовой температуре в бомбе и температуре 20°C.

Для выявления зависимостей параметров пластовых флюидов от давления в первой пробе проводилось дифференциальное разгазирование глубинных проб при различных температурах в условиях промысловой подготовки нефти.

После стандартной и ступенчатой сепарации определялись физико-химические характеристики нефти и газа и их компонентный состав [11].

200 °С составляет 40% об., до 300°С – 66% об. По ГОСТ Р 51858-2002 нефть относится к 1 классу и 0 типу.

Компоненты этан-бутановой группы промышленного интереса не представляют и на балансе не учитываются.

Таблица 2 - Физико-химические характеристики дегазированной нефти X месторождения

Наименование параметра	Количество исследованных		Среднее значение
	скважин	проб	
1	2	3	4
Плотность при 20 °С, кг/м ³	1	2	804,1
Вязкость, мПа·с			
при 20 °С	1	2	2,3
при 50 °С	1	2	1,5
Молярная масса, г/моль	1	2	158
Температура застывания, °С	1	2	-27
Массовое содержание, %			
серы	1	2	0,18
смола силикагелевых	–	–	–
асфальтенов	–	–	–
парафинов	1	2	3
воды	–	–	–
механических примесей	–	–	–
Температура плавления парафина, °С	–	–	–
Температура начала кипения, °С	1	2	49
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %	1	2	9
до 150 °С	1	2	26
до 200 °С	1	2	40
до 250 °С	1	2	53
до 300 °С	1	2	66
По ГОСТ Р 51858-2002 нефть относится к 1 классу и 0 типу			

Свойства воды

Состав и свойства пластовых вод пласта Ю₁¹⁻² X нефтяного месторождения охарактеризованы двумя поверхностными пробами скважины 1.

Минерализация пластовой воды была получена по результатам анализа двух проб воды пласта Ю₁¹⁻² и соответствует 27,4 г/л. Двух проб воды недостаточно для достоверного определения минерализации пластовых вод, поэтому для получения представительной информации было решено использовать данные с близлежащего Северного месторождения.

По результатам исследований проб воды Северного месторождения значение минерализации было принято 37 г/л. Возможность использования данных для пласта Ю₁¹⁻² X месторождения обосновывается географической близостью Северного и X месторождений и сходством генезиса одноименных пластов и их фациальных свойств.

В таблице 3 представлен диапазон изменения и усредненный состав, свойства пластовой воды X месторождения. По соотношению главных компонентов ионно – солевого состава, согласно характеристики Сулина В.А. пластовая вода пласта Ю₁¹⁻² относится к хлор-кальциевому типу.

Таблица 3 – Свойства и состав пластовых вод X месторождения

Содержание ионов, мг/л	Количество исследованных		Диапазон изменения	Средние значения
	скв.	проб		
Карбонат-ион (CO_3^{2-})	-	-	-	-
Гидрокарбонат-ион (HCO_3^-)	1	2	763,7-805,5	784,6
Хлор-ион (Cl^-)	1	2	15483-17489	16486
Сульфат-ион (SO_4^{2-})	-	-	-	-
Кальций (Ca^{2+})	1	2	897,8-1122,2	1010
Магний (Mg^{2+})	1	2	111,87-122,57	117,22
Калий (K^+)	-	-	-	-
Натрий (Na)	1	2	8741,8-10145	9443,4
Аммоний (NH_4^+)	1	2	32-85	58,5
Нитраты (NO_3^-)	-	-	-	-
Нитриты (NO_2^-)	-	-	-	-
Железо $\text{Fe}^{\text{общ}}$	1	2	2-85	43,5
Марганец (Mn^{2+})	-	-	-	-
Оксид кремния (SiO_2)	1	2	8-32,8	20,4
Бор (B)	-	-	-	-
Йод (I)	1	2	5,17	5,17
Бром (Br^-)	1	2	59,14-72,46	65,8
Минерализация, мг/л	1	2	25477,2-29270,8	27374,01
Плотность, г/см ³	-	-	-	-
Водородный показатель (pH)	1	2	7,05-7,1	7,075
Вязкость	-	-	-	-

По утвержденным в ГКЗ временным требованиям к изучению и подсчету запасов попутных вод нефтяных и газонефтяных месторождений, как источника минерального сырья. Пластовые воды представляют промышленный интерес в качестве источника минерального сырья при ожидаемой попутной добыче их на одном месторождении в количестве не менее 250 тыс. м³ и при ориентировочном уровне содержания компонентов (мг/л), превышающем: для йода – 10, брома – 200, бора – 250, лития – 10, рубидия – 3, цезия – 0,5, стронция – 300, германия – 0,05, вольфрама – 0,03, калия – 1000, магния – 500. Как видно из таблицы 5 пластовая вода объекта Ю₁¹⁻² не представляет промышленный интерес в качестве источника минерального сырья [10].

1.7 Сведения о запасах углеводородного сырья

Подсчет запасов углеводородов произведен на основе обобщения и интерпретации данных 5 поисковых, 3 разведочных и 19 эксплуатационных скважин, и переинтерпретации сейсмических данных МОГТ-2D.

Подсчет геологических запасов производился по пласту Ю₁¹⁻² объемным методом по категориям С₁ и С₂.

Начальные геологические запасы нефти пласта Ю₁¹⁻² составили 4634 и 11858 тыс. т по категориям С₁ и С₂ соответственно и 16492 тыс. т по всему месторождению. Начальные запасы растворенного газа составляют 250 и 640 млн. м³ по категориям запасов С₁ и С₂ и 890 млн. м³ по месторождению. Извлекаемые запасы нефти по категориям С₁ и С₂ составляют соответственно 2011 и 5146 тыс. т, по месторождению 7157 тыс. т. (протокол №18/16-пр от 16.01.12 г.) (табл. 4).

Таблица 4 - Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа

Пласт	ВНК, м (а.о.)	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Эф. объем нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	Коэффициенты, доли единиц			Плотность нефти, г/см ³	Начальные балансовые запасы нефти, тыс. т	Коэффициент извлечения нефти, д. ед.	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т
						открытая пористость	нефтенасыщенность	пересчетный				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ю ₁ ¹⁻²	-2422	C ₁ , р-он скв. 1, 5, 6	10743	6,1	65530	0,14	0,58	0,849	0,799	3609	0,434	1566
		C ₁ , р-он скв. 7	3264	1,0	3300	0,14	0,58	0,849	0,799	182	0,434	79
		C ₁ , р-он скв. 8	3893	3,9	15300	0,14	0,58	0,849	0,799	843	0,434	366
		Итого по C ₁	17900	4,7	84130	0,14	0,58	0,85	0,799	4634	0,434	2011
	-2422	C ₂	32000	6,7	215270	0,14	0,58	0,849	0,799	11858	0,434	5146
-2422	C ₁ + C ₂	49900	6,0	299400	0,14	0,58	0,849	0,799	16492	0,434	7157	

Продолжение таблицы 4

Пласт	ВНК, м (а.о.)	Категория запасов	Добыча нефти на дату подсчета запасов, тыс. т	Остат. запасы нефти на дату подсчета запасов, тыс. т		Газовый фактор пластовой нефти, м ³ /т	Нач. запасы газа, растворенного в нефти, млн. м ³		Добыча растворенного газа на дату подсчета запасов, млн. м ³	Остаточные запасы растворенного газа на дату подсчета, млн. м ³	
				балансовые	извлекаемые		балансовые	извлекаемые		балансовые	извлекаемые
1	2	3	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Ю ₁ ¹⁻²	-2422	C ₁ , р-он скв. 1, 5, 6	30,0	3579	1536	54,0	195	85	2,0	193	83
		C ₁ , р-он скв. 7		182	79	54,0	10	4		10	4
		C ₁ , р-он скв. 8		843	366	54,0	45	20		45	20
		Итого по C ₁	30,0	4604	1981	54,0	250	109	2,0	248	107
	-2422	C ₂	-	11858	5146	54,0	640	278		640	278
-2422	C ₁ + C ₂	30,0	16462	7127	54,0	890	387	2,0	888	385	

2 Технико – технологический раздел

2.1 Текущее состояние разработки X месторождения

(Параграф удален, т.к. содержит сведения, являющиеся коммерческой тайной, стр. 33 – 36)

2.2 Общие сведения об УЭЦН

Установка электроцентробежного насоса (УЭЦН) (рисунок 7) состоит из погружного насосного агрегата (электродвигателя с гидрозащитой и насоса), кабельной линии (круглого плоского кабеля с муфтой кабельного ввода), колонны НКТ, оборудования устья скважины и наземного электрооборудования: трансформатора и станции управления (комплектного устройства). Трансформаторная подстанция преобразует напряжение промышленной сети до оптимальной величины на зажимах электродвигателя с учетом потерь напряжения в кабеле. Станция управления обеспечивает управление работой насосных агрегатов и его защиту при оптимальных режимах.

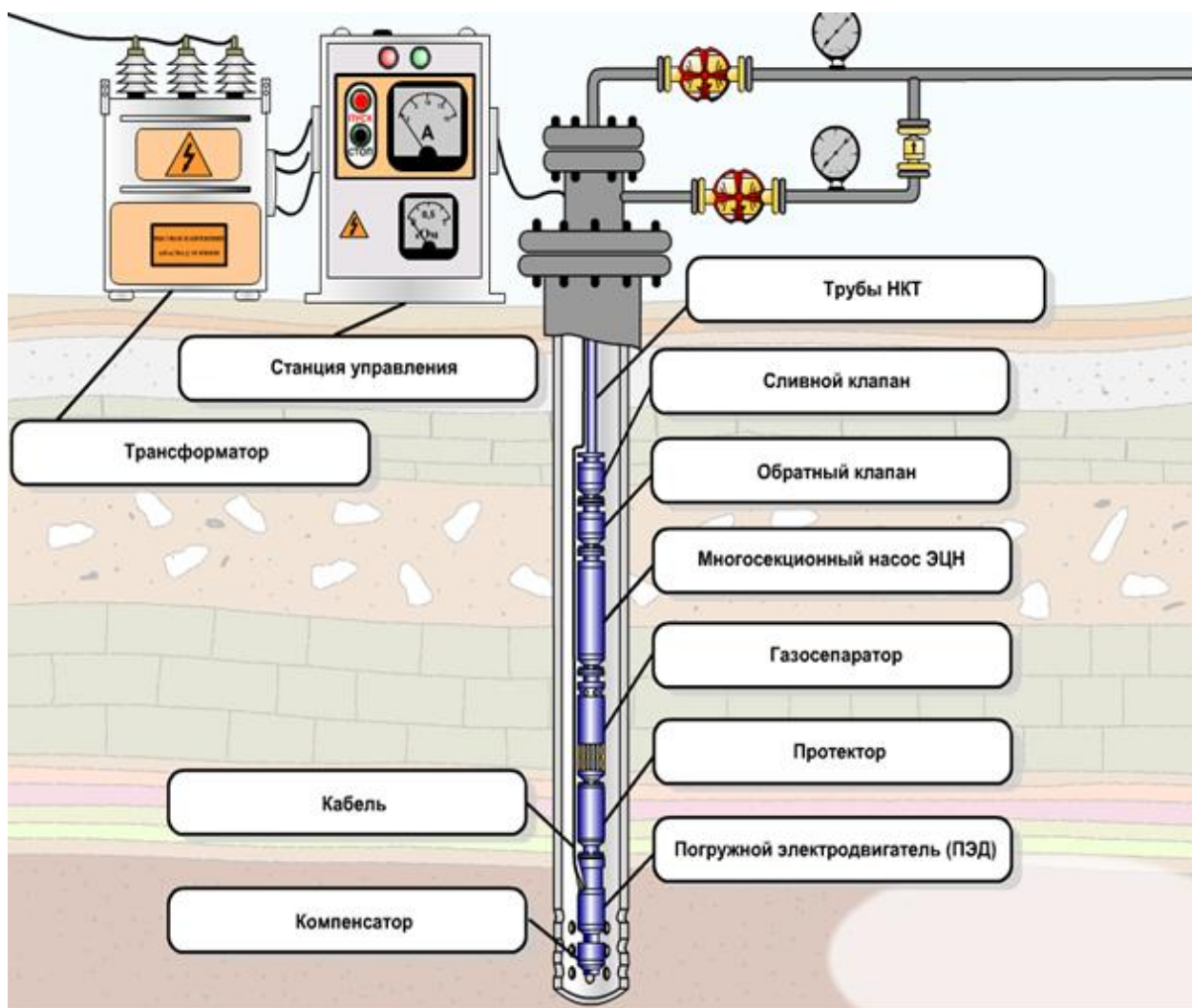


Рисунок 7 - Схема УЭЦН.

В состав УЭЦН также входят и два клапана: обратный и спускной.

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

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

Погружной насосный агрегат, состоящий из насоса и электродвигателя с гидрозащитой и компенсатора, опускается в скважину по НКТ. Кабельная линия обеспечивает подвод электроэнергии к электродвигателю. Кабель крепится к НКТ, металлическими поясами.

На длине насоса и протектора кабель плоский, прикреплен к ним металлическим поясами и защищен от повреждений кожухами и хомутами.

Оборудование устья скважины обеспечивает подвеску на фланце обсадной колонны НКТ с электронасосом и кабелем, герметизацию труб и кабеля, а также отвод добываемой жидкости в выходной трубопровод.

Выпускаемые для нефтяной промышленности погружные насосы содержат от 1300 до 415 ступеней.

Секции насоса, связанные фланцевыми соединениями, представляют собой металлический корпус. Изготовленный из стальной трубы длиной 5500 мм. Длина насоса определяется числом рабочих ступеней, число которых, в свою очередь, определяется основными параметрами насоса – подачей и напором. Подача и напор ступеней зависят от поперечного сечения и конструкции проточной части (лопаток), а также от частоты вращения. В корпусе секций насоса вставляется пакет ступеней представляющих собой собрание на валу рабочих колес и направляющих аппаратов.

Рабочие колеса устанавливаются на валу на призматической шпонке по ходовой посадке и могут перемещаться в осевом направлении. Направляющие аппараты закреплены от поворота в корпусе ниппеля, расположенным в верхней части насоса. Снизу в корпус ввинчивают основание насоса с приемными отверстиями и фильтром, через которые жидкость из скважины поступает к первой ступени насоса.

Верхний конец вала насоса вращается в подшипниках сальника и заканчивается специальной пяткой, воспринимающей нагрузку на вал и его вес через пружинное кольцо. Радиальные усилия в насосе воспринимаются подшипниками скольжения, устанавливаемыми в основании ниппеля и на валу насоса.

В верхней части насоса находится ловильная головка, в которой устанавливается обратный клапан и к которой крепится НКТ.

Электродвигатель погружной, трехфазовый, асинхронный, маслозаполненный с короткозамкнутым ротором в обычном исполнении и

коррозионностойком исполнениих ПЭД. В основании электродвигателя предусмотрены клапан для закачки масла и его слива, а также фильтр для очистки масла от механических примесей.

Гидрозащита ПЭД состоит из протектора и компенсатора. Она предназначена для предохранения внутренней полости электродвигателя от попадания пластовой жидкости, а также компенсации температурных изменений объемов масла и его расхода.

Протектор двухкамерный, с резиновой диафрагмой и торцевыми уплотнениями вала, компенсатор с резиновой диафрагмой.

Кабель трехжильный с полиэтиленовой изоляцией, бронированный. Кабельная линия, то есть кабель намотанный на барабан, к основанию которого присоединен удлинитель – плоский кабель с муфтой кабельного ввода. Кабель в сборе имеет унифицированную муфту кабельного ввода К 38, К 46 круглого типа. В металлическом корпусе муфты герметично заделаны с помощью резинового уплотнения, к токопроводящим жилам прикреплены наконечники.

При большом газовом факторе применяют насосные модули – газосепараторы, предназначенные для уменьшения объемного содержания свободного газа на приеме насоса.

Модули насосные устанавливаются между входным модулем и модулем-секцией погружного насоса.

Погружной насос, электродвигатель, и гидрозащита соединяются между собой фланцами и шпильками. Валы насоса, двигателя и протектора имеют на концах шлицы и соединяются шлицевыми муфтами. Приводом погружных центробежных насосов служит специальный маслозаполненный погружной асинхронный электродвигатель трехфазного переменного тока с короткозамкнутым ротором вертикального исполнения типа ПЭД. Электродвигатели имеют диаметры корпусов 103, 117, 123, 130, 138 мм. Поскольку диаметр электродвигателя ограничен, при больших мощностях двигатель имеет большую длину, а в некоторых случаях выполнения секционным. Так как электродвигатель работает погруженным в жидкость и

часто под большим гидростатическим давлением, основное условие надежной работы – его герметичность. ПЭД заполняется специальным маловязким, высокой диэлектрической прочностью маслом, служащим как для охлаждения, так и для смазки деталей.

Погружной электродвигатель состоит из статора, ротора, головки, основания. Корпус статора изготавливается из стальной трубы, на концах которой предусмотрена резьба для подсоединения головки и основания двигателя. Магнитопровод статора собирается из активных и немагнитных шихтованных жестей, имеющих пазы, в которых располагаются обмотка. Обмотка статора может быть однослойной, протяжной, катушечной или двухслойной, стержневой, петлевой. Фазы обмотки соединены.

Ротор двигателя короткозамкнутый, многосекционный. В его состав входят вал, сердечники (пакеты ротора), радиальные опоры (подшипники скольжения). Для обеспечения циркуляции масла на погружной поверхности магнитопровода имеются продольные пазы. Масло циркуляцией через эти пазы, фильтра в нижней части двигателя, где оно очищается, и через отверстие в валу. В головке двигателя расположены пята и подшипник. Переводник в нижней части двигателя служит для размещения фильтра, перепускного клапана и клапана для закачки масла в двигатель. Электродвигатель секционного исполнения состоит из верхней и нижней секций. Каждая секция имеет такие же основные узлы.

Подвод электроэнергии к электродвигателю установки погружного насоса осуществляется через кабельную линию, состоящую из питающего кабеля и муфты кабельного ввода для сочленения с электродвигателем. Муфта кабельного ввода круглая или плоская [13].

Характеристика пластовой жидкости для центробежных модульных насосов:

- 1) пластовая жидкость - смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа;
- 2) максимальная плотность жидкости 1400 кг/м^3 ;

3) максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и коэффициента полезного действия (КПД), $1 \text{ мм}^2/\text{с}$;

4) водородный показатель попутной воды для насосов:

- базовой конструкции и износостойкой модификации - рН 5,0-8,5;

- коррозионно- и износостойкой модификации - рН 3,0-9,0;

5) максимальная массовая концентрация взвешенных частиц (КВЧ) для насосов:

- базовой конструкции $0,02 \%$ ($0,2 \text{ г/л}$),

- износостойкой модификации $0,05 \%$ ($0,5 \text{ г/л}$);

б) микротвердость частиц, не более 7 баллов по Моосу;

7) максимальное содержание попутной воды 99% ;

8) максимальное содержание свободного газа на входе в насос

$\beta = 35 \sqrt{1-B}$, %, где B – обводненность в относительных единицах.

С применением газосепаратора содержание свободного газа на приеме насоса оговаривается особо.

9) максимальная концентрация сероводорода $0,125 \%$ ($1,25 \text{ г/л}$);

10) температура откачиваемой жидкости не более $140 \text{ }^\circ\text{C}$.

Характеристика пластовой жидкости для центробежных износостойких модульных насосов:

1) пластовая жидкость - смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа;

2) максимальная плотность жидкости 1400 кг/м^3 ;

3) максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и КПД, $1 \text{ мм}^2/\text{с}$;

4) водородный показатель попутной воды рН 6,0-8,5;

б) максимальная массовая концентрация твердых частиц, не более: для насосов - 1ВННП - $0,02\%$ ($0,2 \text{ г/л}$),

для насосов - 2ВННПИ – $0,05 \%$ ($0,5 \text{ г/л}$).

6) микротвердость частиц, не более 6 баллов по Моосу;
7) максимальное содержание попутной воды 99 %;
8) максимальное содержание свободного газа на входе в насос – $\beta=25\sqrt{1-B}$, %, где В – обводненность в относительных единицах. С применением газосепаратора содержание свободного газа на приеме насоса оговаривается особо.

9) максимальная концентрация сероводорода 0,125 % (1,25 г/л).

10) температура откачиваемой жидкости не более 110 °С.

Характеристика пластовой жидкости для высокопроизводительных центробежных износостойких модульных насосов:

- пластовая жидкость - смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа;
- максимальная плотность жидкости - 1400 кг/м³;
- максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и КПД, - 1 мм²/с;
- водородный показатель попутной воды для насосов:
- износостойкой модификации - рН 5,0-8,5;
- износо-коррозионностойкой модификации - рН 3,0-9,0;
- максимальная массовая концентрация твердых частиц, не более 0,05 % (0,5 г/л);
- микротвердость частиц, не более 7 баллов по Моосу;
- максимальное содержание попутной воды - 99 %;
- максимальное содержание свободного газа на входе в насос – $\beta=35\sqrt{1-B}$, %, где В – обводненность в относительных единицах. С применением газосепаратора содержание свободного газа на приеме насоса оговаривается особо;
- максимальная концентрация сероводорода - 0,125 % (1,25 г/л);
- температура откачиваемой жидкости не более - 140 °С.

2.3 Анализ работы УЭЦН на X месторождении

(Параграф удален, т.к. содержит сведения, являющиеся коммерческой тайной, стр. 43 – 44)

2.4 Основные осложнения при работе УЭЦН и методы борьбы с ними

Эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН, на X месторождении осложняется рядом причин, по которым, в свою очередь, необходимо предусмотреть меры по устранению или борьбе с учетом возможности применения УЭЦН на разных этапах разработки.

Отложения АСПВ

Содержание в продукции скважин пласта Ю₁¹⁻² X месторождения 3,0 % асфальто-смоло-парафиновых веществ (АСПВ) при небольших плановых дебитах приводит к образованию отложений АСПВ на поверхности внутрискважинного и наземного оборудования. Парафинизация оборудования связана с охлаждением газонефтяного потока от пластовой (99 - 103° С) до температуры ниже температуры насыщения нефти АСПВ вследствие теплообмена через стенки труб и эксплуатационной колонны. Основой образующихся АСПО являются смолы, доля которых составляет 6% масс, что составляет 52 % от общего количества АСПВ. Выпадение АСПО на стенках глубинного оборудования работающих и простаивающих скважин зависит от материала, качества обработки и степени коррозионного износа поверхности глубинного оборудования.

Согласно расчетным оценкам, при пластовой температуре 99° С, обводненности до 50%, дебитах скважин 50м³/сут и использовании корреляции Алвеса расчетная устьевая температура потока составляет не менее 36° С. За счет охлаждения ПЭД ЭЦН реальная температура будет выше расчетной на 2-3° С и составляет около 38 - 40° С. Но при падении дебита ниже 20 м³/сут

устьева температура понижается, что приводит к выпадению АСПО с глубины 320м и возможному перекрытию НКТ за 159 сут.[12].

АСПО могут быть цементирующей основой для взвешенных частиц твердой фазы, что приводит к образованию на поверхности оборудования плотной и прочной корки указанной смеси, плохо поддающейся любым обработкам [14].

Судя по опыту эксплуатации месторождений региона, при низких дебитах этот вид осложнений является важной помехой для процесса добычи. Для предотвращения закупоривания НКТ и сохранения проектных дебитов потребуются мероприятия по уменьшению АСПО.

В настоящее время в Западной Сибири применяются все основные действующие методы защиты скважин от АСПО:

- *применение НКТ с защитными покрытиями* или с покрытиями из композиционных материалов: лакокрасочные материалы, стекло, стеклоэмали, эпоксидные смолы, полимерные покрытия. Все эти варианты исключают адсорбцию АСПО на поверхности труб. Но следует учитывать предельно допустимые рабочие температуры для данного типа покрытий и влияние абразивного износа за счет твердой фазы (КВЧ). Кроме исключения АСПО покрытия предотвращают коррозию, кратно продляя срок службы НКТ. Поэтому, несмотря на высокую стоимость, этот метод нашел применение в развитых странах.

- *механические методы.* Скребки позволяют очистить внутреннюю поверхность НКТ фонтанных скважин и скважин, оборудованных ЭЦН. Известны разнообразные конструкции механических скребков:

- скребки переменного сечения;

- летающие скребки;

- скребки-протяжки (ОАО Оренбургнефть, НК Роснефть);

- скребки С-00.00 производства ЗАО «Технология» г. Воткинск;

- скребки-фрезеры – для удаления глухих парафиновых пробок (ОАО Моторный завод, г. Тюмень).

- *химические методы* предупреждения и очистки - наиболее часто применяемый способ борьбы с АСПО. В основе способа лежат методы предупреждения АСПО с использованием ингибиторов и методы удаления уже образовавшихся парафиновых отложений. В качестве ингибиторов парафиноотложения применяются отечественные и зарубежные реагенты, такие как ИНПАР, СОНПАР, СНПХ-7843, СНПХ-7909, СНПХ-7963, ИПГ-11, РГ-1 при расходе 200 г/т добываемой нефти и др., а также растворители – удалители АСПО: гексановая фракция, СНПХ-7850, Флэк-Р0017, Стабикар, стабильный газовый конденсат, нефрас и др. Могут быть использованы ингибиторы парафиноотложения, композиционные реагенты ИП-1, ИП-2, ИП-3, ДН-5, присадки комплексного действия - ингибитор-депрессор ИХН-1 и др. Подбор наиболее эффективного ингибитора и рабочих концентраций должен осуществляться на основе лабораторных исследований состава АСПО и ингибирующей способности применительно к составу нефти данного месторождения с последующими промысловыми испытаниями. Достоинством химических методов является воздействие на АСПО на всей протяженности трассы от забоя скважины до УПСВ (УПН). Но этот метод требует значительных эксплуатационных расходов на реагенты и оборудование для их применения.

- *термохимические методы*: в скважину или нефтесборный коллектор периодически закачиваются гидрореагирующие композиции, которые вступают в реакцию с пластовой водой с выделением большого количества тепла и газа. Это позволяет размягчить и разрыхлить отложения и удалить их методом промывки. В качестве компонентов используются хлориды и сульфаты аммония, нитрит натрия, уксусная кислота, щелочные или щелочноземельные металлы. Ряд композиций и технология обработки нефтепромыслового оборудования предложены УФ "ЮганскНИПИнефть", ВНИИ нефти и газа, Институтом химии нефти СО РАН. Эти методы неплохо работают на чистых парафинах, но при сложном составе отложений (неорганические частицы, смолы, тугоплавкие парафины – церезины, асфальтены) полной очистки не

происходит, а на поверхности НКТ образуется прочная плавленая корка, плохо удаляемая механическими скребками и растворителями. Кроме того, следует учитывать, что вводимые реагенты и продукты реакций при высоких температурах агрессивны к углеродистой стали и одновременно с удалением АСПО будет происходить частичное растворение стенки трубы с последующей аварией. Эти особенности термохимических методов затрудняют их промышленное применение.

- *тепловые методы.* Самыми распространенными способами в промышленной практике являются промывка скважины горячей нефтью и прогрев паром от ППУ. Технологическая эффективность других способов борьбы с АСПО связана с тем, что профилактика отложений, или очистка от них производится постоянно (ингибиторы, растворители) или с небольшой периодичностью (раз в сутки – механические способы). Поэтому для борьбы с АСПО требуются другие решения.

Для определения основных параметров промывки НКТ и коллектора горячей нефтью или растворителями могут использоваться прикладные программы ASPV и TSKV, разработанные в УфНИПИнефть и апробированные на промыслах ОАО "Юганскнефтегаз". Величину парафинобезопасного дебита и время до зависания колонны штанг или полного перекрытия НКТ можно приближенно оценить термодинамическими расчетами по методике А.Ю. Намиота по программе Zem3.

- *метод электротеплового воздействия* основан на использовании электрических греющих устройств, обеспечивающих расплавление АСПО и повышение температуры среды выше температуры конденсации АСПО или образования газогидратов. В частности, прибор ПСНЭ-1 спускается в скважину на силовом питающем кабеле КГ-1-180 сечением 6,2 мм и, проходя по стволу НКТ, полностью очищает трубы от АСПО, независимо от интервалов залегания отложений, что невозможно осуществить при горячей обработке нефтью. Технология и прибор применимы к электронасосному способу добычи нефти, но требуют значительных энерго- и трудозатрат.

Надежной альтернативой как внутреннему покрытию НКТ, так и применению химобработок ингибиторами АСПО и магнитоактиваторов может быть использование греющих кабелей типа производимых фирмой Тусо Thermal Controls (США) или аналогов отечественного производства (ООО «Специальные системы и технологии» г. Мытищи Московской области, ОАО «Сарансккабель», г. Саранск Мордовия и др.).

Многожильные греющие кабели защищены от воздействия пластовых флюидов, удельное энерговыделение составляет до 150 Вт/м длины, глубина спуска в скважину – до 1100м. Спуск кабеля производится обычным способом через лубрикатор, как геофизического несущего кабеля. Энергопитание трехфазное, 380 В, напряжение питания протяженных участков – до 33 кВ. Гибкая система терморегулирования позволяет сохранять температуру продукции скважин на заданном уровне (45 – 55 °С), что практически полностью исключает АСПО и предотвращает выпадение гидратов, как в скважине, так и в прилегающих участках трубопровода. Наличие кабеля не создает помех использованию любых внутрискважинных устройств или проведению операций. Все конструктивные элементы (кабель, вводы, крепеж и пр.) доработаны, надежны и безопасны. Есть опыт применения более чем в 200 скв. за последние 20 лет, в т.ч. в Казахстане и России. В отличие от ингибиторов АСПО обогрев продукции кратно снижает вязкость, что приводит к росту дебита малодебитных скважин с высоким (до 18% масс) содержанием АСПВ в 1,-2 раза в зависимости от типа нефти и уровня обводненности.

Технология использования греющих кабелей в нефтедобыче достаточно подробно описана в работах ОАО ПермьНИПИнефть. Ограничением их применения может быть только дефицит электроэнергии и необходимость реконструкции электрических сетей.

- *Применение магнитоактиваторов (МАС), снижающих скорость образования АСПО и увеличивающих межочистной период скважин до 8-12 раз в зависимости от состава АСПВ и мощности магнитного поля. Для МО не требуется электрооборудования и расхода электроэнергии. По итогам*

промысловых испытаний МАС производства Сибирского химкомбината (г. Северск, Томской обл.) 1997 – 2001 г.г. на Советском и Вахском месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК и Самотлорском месторождении ОАО «Нижневартовскнефтегаз», а также данным по другим нефтедобывающим странам и регионам установлено, что магнитная обработка (МО) нефтей приводит к снижению кинематической и динамической вязкости и энергии активации вязкого течения, снижению температуры застывания и количества АСПО. Даже без добавок химреагентов после МО нефть не теряет текучести, монолитных плотных АСПО не образуется, взвешенные частицы способны мигрировать с потоком до застойных зон (ГЗУ, сепараторы, РВС). Отложения образуются рыхлые, не монолитные, что существенно упростит чистку. Дополнительным достоинством применения МАС является ускоренное разрушение водонефтяных эмульсий, что заметно упростит подготовку нефти до товарных кондиций, а также снижение скорости коррозии стали.

Устанавливаются под приемом УЭЦН, ниже зоны интенсивного образования АСПО, при температуре не выше 80° С. Опыт использования магнитных депарафинизаторов разных конструкций (МАС, МОЖ-42, МД, УМОН и других модификаций ряда производителей) в разных нефтедобывающих регионах России в технологическом плане достаточно эффективен: кратно возрос межочистный период скважин, сократились расходы на обработку горячей нефтью, химическими реагентами.

В результате и средний дебит скважин по сравнению с достаточно редкими горячими промывками нефтью или обработками химреагентами увеличивается. Как показывают расчеты, затраты на указанный способ борьбы с парафиновыми отложениями окупаются дополнительной добычей нефти менее чем за полгода [14].

Механические примеси

Присутствие механических примесей в продукции нефтяных скважин является серьезным осложнением при эксплуатации механизированным

способом. Механические примеси забивают рабочие органы насосов, в смеси с АСПО образуют прочные отложения, плохо поддающиеся химической обработке. Резко возрастает абразивный износ, как насосов, так и НКТ. Взвешенные частицы упрочняют также водонефтяные эмульсии, затрудняя подготовку нефти. Механические примеси могут являться продуктами разрушения коллектора, загрязнениями с насосно-компрессорных труб (продукты коррозии, песок, солеотложения). Средние дебиты на X месторождении невелики: ниже 50 т/сут, поэтому вынос мехпримесей как правило незначительный.

Способы борьбы с механическими примесями:

- подбор оптимальных значений депрессии на пласт, позволяющих достичь максимального дебита без разрушения рыхлых пропластков с выносом дисперсной породы;
- при производстве сложных ремонтов, а также при выводе скважин из длительного бездействия, предусмотреть качественную подготовку и промывку скважин перед спуском насоса, в частности, с использованием комплекта гибких НКТ. Разработанная конструкция ило-пескоотделителя ИГ-45М совместно с промывочным агрегатом ПА-80 обеспечивает замкнутый цикл циркуляции, качественную очистку от механических примесей (на 95%).
- применение жидкостей глушения скважин, очищенных в процессе их приготовления от механических примесей. Блоки очистки выпускаются российскими заводами. Блок очистки жидкости БОЖ-1 (изготовитель ОАО “Нефтемаш”, г.Тюмень) используется на растворных узлах, его производительность 50 м³/час, КВЧ после фильтрации не более 20 мг/л.
- применение насосов в коррозионно- и износостойком исполнении путем использования более стойких сталей и сплавов, упрочнения и создания защитной пленки на рабочей поверхности ;
- применение индивидуальных механических фильтров для УЭЦН (проволочных и сетчатых) - при периодическом выносе и невысоком уровне

КВЧ, до 300 мг/л. Для УЭЦН рекомендуется применение механических фильтров, устанавливаемых через пакер на забое, либо на двигателе насоса (фильтры Meshrite Screen, REDA Schlumberger, апробированные на Приобском месторождении [14]).

Отложения солей

Основной источник солей, выпадающих в осадок при добыче нефти – это попутные воды, добываемые вместе с нефтью. При изменениях термобарических условий соли могут осаждаться из воды и отлагаться в пласте, подземном оборудовании, трубопроводах.

Наиболее эффективным методом борьбы с солеотложениями является применение химических реагентов (ингибиторов солеотложений), которые дозируются в поток или задавливаются в призабойную зону “солеотлагающих скважин”. Предварительный выбор объектов обработки производится по данным анализов пластовых вод скважин по максимальной концентрации суммы ионов кальция, магния, стронция, бикарбонат - иона. Из опыта эксплуатации нефтяных скважин на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК положительные результаты получены при применении ингибиторов ПАФ-13А и ВРКС, обладающих комплексным воздействием – борьба с АСПВ и солеотложением.

К ингибиторам отложения солей предъявляются следующие требования:

- реагенты должны быть совместимы с минерализованной водой и другими химическими реагентами, применяемыми в нефтедобыче;
- иметь низкие температуру застывания, вязкость и коррозионную активность;
- обладать хорошими адсорбционными характеристиками, температурной устойчивостью, минимальной токсичностью;

Эффективность предупреждения солеотложений зависит от точности выполнения технологии подачи ингибитора и периодичности обработок скважин.

Можно использовать ингибитор и в твердой товарной форме в виде цилиндров, размещенных в контейнере, изготовленном из НКТ с дозировкой 1 - 2 г/т попутно добываемой воды. Целесообразность обработки ингибиторами солевых отложений должна быть рассмотрена по итогам пробной эксплуатации месторождения, после накопления достоверной информации, поскольку прогнозы на основании анализа одной пробы могут оказаться неточными [12].

Коррозионный износ

По мере увеличения обводненности, солесодержания и КВЧ продукции скважин возрастает скорость коррозионного износа подземного оборудования. Дополнительным фактором, повышающим агрессивность пластовых флюидов, является высокая пластовая температура (99 °С), но определенный защитный эффект обеспечит даже тонкая пленка АСПО на стенках трубы [12].

Для подавления коррозии в скважинах рекомендуется:

- использовать НКТ повышенной группы прочности – Е и Р, из новых более прочных и стойких сталей типа 13ХФА, 09ГСФ;
- глушение скважин следует производить солевым раствором NaCl, KCl и K₂CO₃ (поташ), очищенным от частиц нерастворимых примесей; применение CaCl₂, обладающего повышенной коррозионной активностью, допускается только в исключительных случаях;
- применение магнитоактиваторов (МАС), снижающих скорость коррозии в 2,5 и более раз. Устанавливаются в лифтовой колонне ниже зоны основных отложений парафинов (АСПО) (на уровне 900 – 1000м) для обеспечения комплексного результата (предотвращение АСПО и уменьшение скорости коррозии);
- применение метода периодической закачки в затрубное пространство скважин пачек ингибиторов коррозии ВИСКО-938, Додикор, Кормастер 1025, Servo VCA-148, VCA-497.

Все эти ингибиторы успешно применяются на месторождениях ОАО «Томскнефть» со схожими условиями добычи и обеспечивают уменьшение

скорости коррозии до 0,03 – 0,05 мм/год. Однако применение любых ингибиторов связано с их безвозвратными потерями (невозможность регенерации из продукции скважин), ограничено их высокой стоимостью, значительными эксплуатационными расходами (дозировочные агрегаты, проведение обследований, коррозионный мониторинг). В данном случае нежелательность применения ингибиторов обусловлена и высокой температурой, способной вызвать термораспад ингибиторов. Рекомендуется в дополнение к анализам установка образцов-свидетелей коррозии через стандартные лубрикаторы, что позволит объективно оценить влияние коррозии на добычу и провести выбор необходимых мероприятий по защите.

Глушение скважин в процессе ремонтных работ

Возможным осложнением при разработке пластов X месторождения является также снижение продуктивности скважин после подземных ремонтов, при их глушении минерализованной водой.

Глушение скважин представляет собой комплекс мероприятий по выбору, приготовлению к закачке в скважину специальных жидкостей, обеспечивающих безопасное и безаварийное проведение ремонтных работ.

Применение пластовых вод, водных растворов солей натрия и кальция для глушения скважин при подземном ремонте или вторичном вскрытии пласта приводит к значительному ухудшению коллекторских свойств пород ПЗП, к длительному периоду их освоения и выводу скважин на режим и, соответственно, значительным потерям нефти [12].

Одним из условий сохранения коллекторских свойств пласта в призабойной зоне при проведении ремонтных работ на скважинах является соблюдение технологии глушения скважин. В качестве жидкостей глушения на месторождениях ОАО «Томскнефть» применяются водные растворы NaCl, CaCl₂ в сеноманской воде. Набухание глинистых включений нефтяных коллекторов при проведении технологических операций по глушению скважин с применением вышеперечисленных водных растворов, может вызывать

закупорку поровых каналов. Кроме того, введение больших количеств кальция само по себе нарушает фазовое равновесие в пласте за счет контакта с пластовыми карбонатными водами, перехода бикарбонатов в нерастворимые карбонаты и уменьшения проницаемости ПЗП за счет выпадения солей. Отрицательное воздействие традиционных водных растворов жидкостей глушения усугубляется длительностью нахождения в контакте породы пласта и жидкости глушения. Низкопроницаемые гидрофильные коллекторы имеют высокую фазовую проницаемость для воды, что приводит к резкому падению фазовой проницаемости для нефти и, как следствие, к блокированию нефти в порах пласта и значительному снижению дебита скважины. Время выхода скважины на режим после глушения может достигать двух недель.

Для предотвращения водопоглощения и ухудшения коллекторских свойств ПЗП работы по глушению скважин рекомендуется проводить с применением различных жидкостей глушения на водно-полимерной, гидрофобно-эмульсионной и гидрофобно-суспензионной основах в качестве буферных жидкостей, которые блокируют зону перфорации и предотвращают поглощение [14].

ООО «Теххиминвест» (г. Москва) были разработаны и успешно испытаны технологии глушения составами ЛИМАН-800 и МИГ-97. ЛИМАН-800 на основе хлористого калия позволяет восстановить проницаемость после фильтрации раствора глушения в пласт. Состав легко разгазируется, инертен к горным породам и совместим с пластовыми водами за счет ввода специального стабилизатора. Раствор обладает ингибирующим действием на глину, термостабилен, не создает стойких водонефтяных эмульсий и не требует специальных добавок.

МИГ-97 обладает низким межфазным натяжением на границе нефть-вода, предотвращает выпадение солей. Катионоактивные ПАВ исключают набухание глинистых частиц. Состав легко разгазируется, инертен к горным породам. Температура замерзания до -50°C . Составы ЛИМАН-800 и МИГ-97 поставляются на промысел в полной заводской готовности к применению.

ЗАО «Химеко-Ганг» разработан гидрофобизатор «Нефтенол ГФ-20», который является добавкой к солевым водным растворам глушения, испытания которого в ОАО «Пурнефтегаз» показали, что срок вывода скважины на режим составил всего два дня (вместо 10 дней в среднем). Предложенные составы производятся крупнотоннажно, обеспечены сырьем, технической и технологической документацией.

Кроме описанных выше факторов влияющих на продуктивность скважин, необходимо обратить внимание на процесс противоточной пропитки, сущность которого заключается в том, что при появлении или оставлении воды или водного раствора происходит капиллярная противоточная пропитка водой нефтенасыщенного пласта, что приводит к резкому снижению дебитов при появлении 5-10% воды в продукции скважины или после глушения и смены УЭЦН. Для этого рекомендуется применять простой способ: башмак НКТ устанавливать в зумпфе и вода не будет стоять в зоне фильтра при эксплуатации скважины. Чтобы она туда не попала при глушении над ЭЦН устанавливается промывочный клапан типа скользящей втулки обратно-поступательного действия. При закрытом положении в зону фильтра закачивается дегазированная нефть, а после открытия клапана жидкость глушения [14].

2.5 Расчет УЭЦН и подбор оптимального режима работы

Учитывая, что некоторые УЭЦН работают в режимах с несколькими неблагоприятными условиями (высокая температура, большая глубина спуска насоса, слабый приток флюида из пласта и др.), можно предположить, что их работа будет крайне осложнена сразу несколькими факторами, такими как: перегрев оборудования, засорение механическими примесями (они не успевают оседать на забой из-за малого расстояния от зоны перфорации до приемного модуля насоса, зачастую оно менее 100 м.), большое количество солеотложений и др.

Такую ситуацию можно рассматривать на примере скважины №115, эксплуатация которой сопровождалась следующими параметрами: производительность насоса – 30 м³/сут, дебит – 15 м³/сут, диаметр проходного отверстия на фонтанной арматуре (штуцер) – 3 мм, глубина спуска – 2543 м, динамический уровень – 2400 м, температура пласта – 96 °С, температура ПЭД – 107 °С. При этих условиях установка работала в постоянном режиме, с неоднократными кратковременными срывами подачи.

В связи с этим происходил перегрев рабочих органов насоса и кабельной линии, о чем свидетельствуют выявленные солеотложения (не характерных по количеству для X месторождения) на рабочих колесах УЭЦН, а так же деформация изоляционной оболочки электропроводящих жил кабельной линии, при проведении мероприятия по демонтажу установки после её отказа через 138 суток наработки (причина отказа R=0), согласно «Акта первого этапа расследования», введённом в ООО «БРПО».

Чтобы минимизировать влияние вышеописанных факторов и увеличить МРП скважины следует подобрать периодический режим эксплуатации с кратковременными запусками и остановками УЭЦН. Такой режим будет сохранять оптимальную депрессию на пласт, позволит производить периодическую откачку жидкости с сохранением уровня жидкости над приемным модулем (тем самым избежать многократных срывов подачи), обеспечит температурный режим в пределах не превышающих 100°С.

Расчет УЭЦН:

Таблица 7 - Исходные данные по скважине:

№ скважины	115
Диаметр экс/колонны $D_{э.к}$	168 мм
Глубина скважины H_c	2673 м
Планируемый дебит $Q_{ж}$	15 м ³ /сутки
Давление насыщения $P_{нас}$	5,4 МПа
Газовый фактор Γ	45 м ³ / м ³
Пластовое давление $P_{пл}$	8,3 МПа
Плотность нефти ρ_n	804 кг/м ³
Устьевое давление $P_{уст}$	0,6 МПа
Плотность газа ρ_g	1,04 кг/м ³
Плотность воды ρ_b	1080 кг/м ³
Объемный коэффициент b	1,178
Коэффициент продуктивности скважины K	3,7 т/сут МПа

Методика расчета:

1. Определяем забойное давление по уравнению притока жидкости к скважине:

$$P_{заб} = P_{пл} - Q/K, \text{ МПа}$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа

Q – дебит скважины, т/сут

K – коэффициент продуктивности скважины, т/сут МПа

$$P_{заб} = 8,3 - 15/3,7 = 4,2 \text{ МПа.}$$

2. Определяем оптимальное давление на приеме насоса, исходя из условия:

$$P_{опт.пр.} = 2,5 - 3 \text{ МПа} \quad \text{при } n \geq 50\%$$

$$P_{опт.пр.} = 3 - 4 \text{ МПа} \quad \text{при } n \leq 50\%$$

Принимаем $P_{опт.пр.}$ равное 3 МПа.

3. Определяем плотность нефтяной эмульсии скважины:

$$\rho_{см} = \rho_n + \rho_g * \Gamma + \rho_b \left(\frac{(1-n)}{n} \right) \cdot b + \left(\frac{(1-n)}{n} \right), \text{ кг/м}^3$$

где ρ_n – плотность нефти, кг/м³

ρ_g – плотность газа, кг/м³

Γ – газовый фактор, нм³/м³

ρ_b – плотность воды, кг/м³

n – обводненность нефти, доли ед.

b – объемный коэффициент.

$$\rho_{см} = \frac{804 + 1,04*45 + 1080 ((1 - 0,5)/0,5)}{1,178 + (1 - 0,5)/0,5} = 886,5 \text{ кг/м}^3$$

4. Определяем глубину спуска насоса:

$$l = H - (P_{заб.} - P_{опт.пр.}) : (\rho_{см} q) 10^6, \text{ м}$$

где H – глубина скважины, м

q – ускорение свободного падения, м/с²

$P_{заб.}$ – давление забойное, МПа

$P_{опт.пр.}$ – оптимальное давление на приеме насоса, МПа

$$l = 2673 - (4,2 - 3) : (886,5*9,8) 10^6 = 2534,9 \text{ м.}$$

5. Определяем работу газа при подъеме жидкости в НКТ:

$$H_g = 0,1575 D_{вн} \Gamma (1 - P_y / P_{нас}) (1 - n), \text{ м}$$

где $D_{вн}$ – внутренний диаметр НКТ, дюймы

Γ – газовый фактор, нм³/м³

P_y – устьевое давление, МПа

$P_{нас}$ – давление насыщения, МПа

n – обводненность, доли ед.

$$H_g = 0,1575*2,5*45*(1 - 0,6 / 5,4)*(1 - 0,5) = 7,88 \text{ м.}$$

6. Определяем требуемое давление насоса:

$$P_n^r = l \rho_{см} q 10^{-6} + P_y + P_{тр} - H_g \rho_{см} q 10^{-6} - P_{опт.пр.}, \text{ МПа}$$

где l – глубина спуска насоса, м

$\rho_{см}$ – плотность эмульсии, кг/м³

P_y – устьевое давление, МПа

$P_{тр}$ – потери давления на трение, МПа

H_r – работа газа при подъеме жидкости в НКТ, м

$P_{\text{опт.пр.}}$ – оптимальное давление на приеме насоса, МПа.

Среднее значение потерь давления на трение при подъеме жидкости равно: $P_{\text{тр}} = 0,5$ МПа.

$$P_H^T = 2534,9 * 886,5 * 9,8 * 10^{-6} + 0,6 + 0,5 - 7,88 * 886,5 * 9,8 * 10^{-6} - 3 = 22,5 \text{ МПа.}$$

7. Определяем требуемый напор насоса:

$$H_H^T = (P_H^T * 10^6) : (\rho_b q), \text{ м}$$

где P_H – требуемое давление насоса, МПа

ρ_b – плотность воды испытания, кг/м³

$$H_H^T = (22,5 * 10^6) : (1000 * 9,8) = 2295,9 \text{ м.}$$

8. Определяем необходимое исполнение насоса в зависимости от содержания механических примесей и химически активной коррозионной среды.

Так как содержание механических примесей меньше 70 мг/л и среда коррозионно не активна, то исполнение насоса стандартное.

9. Подбираем типоразмер насоса $N_c \geq N_H$. Так как планируемый дебит $Q=15$ м³/сут, гидравлическая характеристика скважины $H_c=2295,9$ м, то выбираем насос 60ЭЦН5-15-2400; $N_H=17,1$ кВт.

Данный насос подбирался с учетом того, что он будет работать в постоянном режиме с поддержанием стабильного дебита и динамического уровня. Но как указывалось ранее, такой режим работы приводит к преждевременному отказу УЭЦН. Для эксплуатации насоса в периодическом режиме с поддержанием оптимальной депрессии и динамического уровня в определенном интервале, необходимо увеличить его производительность. Но даже при максимальной частоте 60Гц, производительность этого насоса увеличится лишь до 18 м³/сут, что не даст нужного результата, а именно быстрой откачки жидкости без чрезмерного нагрева ПЭД и насоса.

Достичь необходимого результата позволит использование насоса с производительностью, на порядок превышающей 15 м³/сут, например 60ЭЦН5-35-2400; $N_H = 30,32$ кВт.

Учитывая те же параметры скважины, определим время работы и время останова (в накоплении) выбранного насоса для поддержания динамического уровня в интервале 2050 – 2100 м. (согласно «Инструкции по запуску, выводу на режим и эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН» ООО «БРПО» уровень жидкости над приёмным модулем насоса рекомендуется держать не ниже 200 м.): $t_{\text{раб}} = V_{\text{кол}} * 1440 : Q_{\text{н}}$, мин.

где $V_{\text{кол}} = \Delta H_{\text{дин}} * \pi * (R^2 - r^2)$, м³ – объем жидкости, откачиваемый за промежуток времени $t_{\text{раб}}$ из затрубного (кольцевого) пространства;

R и r – внутренний радиус обсадной колонны и наружный радиус НКТ соответственно.

$$V_{\text{кол}} = 50 * 3,14 * (0,084^2 - 0,036^2) = 0,9 \text{ м}^3;$$

$$t_{\text{раб}} = 0,9 * 1440 : 35 = 37 \text{ мин.}$$

$$t_{\text{ост}} = V_{\text{кол}} * 1440 : Q_{\text{пр}} = 0,9 * 1440 : 15 = 86 \text{ мин.}$$

С помощью предложенного метода эксплуатации скважины предполагается увеличение общей наработки УЭЦН до 300 – 360 сут.

10. Определяем необходимую мощность ПЭД (при $F_{\text{max}} = 60$ Гц) с учетом в комплектации газосепаратора и гидрозащиты:

$$N_{\text{уэцн}} = N_{\text{н}} * (F_{\text{max}} : F_{\text{ном}})^3 + (N_{\text{гз}} + N_{\text{гс}}) * F_{\text{max}} : F_{\text{ном}}, \text{ кВт},$$

где $N_{\text{н}}$, $N_{\text{гз}}$, $N_{\text{гс}}$ – мощность насоса, гидрозащиты и газосепаратора соответственно 30,32 кВт, 1,5 кВт, 1 кВт;

$$F_{\text{max}} = 60 \text{ Гц и } F_{\text{ном}} = 50 \text{ Гц} – \text{максимальная и номинальная частота.}$$

$N_{\text{уэцн}} = 30,32 * (60 : 50)^3 + 2,5 * 60 : 50 = 55,39$ кВт, в технологическом регламенте ООО «БРПО» по подготовке, запуску, выводу на режим, эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, учета и планирования наработки на отказ указано, что ПЭД подбирается с запасом по мощности равным 10% от подсчитанной, значит необходимая мощность ПЭД (на частоте $F_{\text{max}} = 60$ Гц) должна составлять не менее 60,9 кВт.

Таким образом выбираем ПЭД-Я56-117М5В5 Т.

Проверим соответствие мощности двигателя необходимой мощности на частоте $F_{\text{max}} = 60$ Гц:

$$N_{\text{пэд}} = 56 \cdot 60 : 50 = 67,2 \text{ кВт} > 60,9 \text{ кВт}.$$

11. Выбираем трёхжильный плоский кабель КПБП 3х16 с площадью сечения 16 мм^2 . Общая длина кабеля равна сумме глубины спуска насоса и расстояния от скважины до станции управления $L_{\text{кл}} = 2300 + 50 = 2350 \text{ м}$.

12. ТМПН выбираем по формуле $S = \sqrt{3} \cdot I_{\text{ном}} \cdot U_{\text{ном}} : 1000$, кВа с запасом 15% от полученного результата – необходимая мощность ТМПН,

где $I_{\text{ном}} = 28 \text{ А}$ – номинальный ток ПЭД, $U_{\text{ном}} = 1780 \text{ В}$ – номинальное напряжение ПЭД. Тогда $S = \sqrt{3} \cdot 28 \cdot 1780 : 1000 = 86,32 \text{ кВа}$, добавив необходимый запас получим $S = 95 \text{ кВа}$.

Таким образом выбираем ТМПН-100/3-73У1.

13. Станцию управления подбираем по максимально возможной силе тока. Учитывая $K_{\text{тр}} = 5,5$ – коэффициент трансформации ТМПН, можем найти I_{max} – максимальную силу тока на СУ по формуле:

$I_{\text{max}} = K_{\text{тр}} \cdot I_{\text{ном}} = 5,5 \cdot 28 = 154$, следовательно выбираем СУ Электрон 05 – 250 с частотным преобразователем.

Выбранное оборудование сводим в таблицу 8.

Таблица 8 – Оборудование соответствующее расчётным данным

60ЭЦН5 – 35 – 2400	
Двигатель	ПЭД-Я56-117М5В5 Т
Кабель плоский	КПБП 3×16
Гидрозащита	ПР92ДУ
Трансформатор	ТМПН-100/3-73У1
Станция управления	Электон 05 – 250
Газосепаратор	ГДН5-250-17.11/003

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Задачей раздела является доказательство экономической эффективности смены УЭЦН и его эксплуатации в режиме работы с кратковременными запусками и остановками.

Эффективность основывается на получении прироста прибыли, который достигается за счет увеличения МРП и соответственно повышения коэффициента эксплуатации скважины ($K_{Э}$), что в свою очередь будет способствовать увеличению годового объёма добычи нефти.

3.1 Расчет прироста добычи нефти

- Объем добычи нефти за год.

$$Q=q*T_k*K_{Э}*K_{и} \quad (1)$$

где:

q – среднесуточный дебит скважины (т. в сут.)

T_k – календарный фонд времени соответствующего месяца (сут.)

$K_{Э}$ – коэффициент эксплуатации скважины ($K_{1Э}=0,885$ и $K_{2Э}=0,905$)

$K_{и}$ – коэффициент изменения дебита скважины (на 01.01. $K_{и}=0,995$)

Определяем ежемесячный объем добычи нефти скважины до проведения мероприятия:

$$Q_1=q*T_k*K_{1Э}*K_{и} \text{ и т.д.}$$

$$Q_1=15,7*31*0,885*0,995 =428,58 \text{ т.}$$

$$Q_2=15,7*28*0,885*0,99 =385,16 \text{ т.}$$

$$Q_3=15,7*31*0,885*0,985 =424,27 \text{ т.}$$

$$Q_4=15,7*30*0,885*0,98 =408,50 \text{ т.}$$

$$Q_5=15,7*31*0,885*0,975 =419,96 \text{ т.}$$

$$Q_6=15,7*30*0,885*0,97 =404,33 \text{ т.}$$

$$Q_7=15,7*31*0,885*0,965 =415,65 \text{ т.}$$

$$Q_8=15,7*31*0,885*0,96 =413,50 \text{ т.}$$

$$Q_9=15,7*30*0,885*0,955 =398,08 \text{ т.}$$

$$Q_{10}=15,7*31*0,885*0,95 =409,19 \text{ т.}$$

$$Q_{11}=15,7*30*0,885*0,945 =393,91$$

$$Q_{12}=15,7*31*0,855*0,94 =404,89$$

Определяем годовой объем добычи нефти по скважине до внедрения мероприятия:

$$Q_I=Q_1+Q_2+\dots+Q_{12}, \quad (2)$$

$$Q_I=4906,02 \text{ т.}$$

• Определяем ежемесячный объем добычи нефти после проведения мероприятия:

$$Q'_I=q*T_k* K_{2Э} *K_{и}, \quad (3)$$

где $K_{2Э}$ - коэффициент эксплуатации скважины после проведения мероприятия ($K_{2Э}=0,895$).

$K_{и}$ – коэффициент изменения дебита скважины после проведения мероприятия снижается на 0,005 начиная с 4^{-го} месяца.

$$Q'_1=15,7*31*0,905*0,995 =438,25 \text{ т.}$$

$$Q'_2=15,7*28*0,905*0,995 =400,32 \text{ т.}$$

$$Q'_3=15,7*31*0,905*0,995 =438,25 \text{ т.}$$

$$Q'_4=15,7*30*0,905*0,99 =426,76 \text{ т.}$$

$$Q'_5=15,7*31*0,905*0,985 =438,76 \text{ т.}$$

$$Q'_6=15,7*30*0,905*0,98 =422,45 \text{ т.}$$

$$Q'_7=15,7*31*0,905*0,975 =434,31 \text{ т.}$$

$$Q'_8=15,7*31*0,905*0,97 =432,08 \text{ т.}$$

$$Q'_9=15,7*30*0,905*0,965 =415,98 \text{ т.}$$

$$Q'_{10}=15,7*31*0,905*0,96 =427,62 \text{ т.}$$

$$Q'_{11}=15,7*30*0,905*0,955 =411,68 \text{ т.}$$

$$Q'_{12}=15,7*31*0,905*0,95 =423,17 \text{ т.}$$

Определяем годовой объем добычи нефти по после внедрения мероприятия:

$$Q_{II} = Q_1' + Q_2' + \dots + Q_{12}' = 5109,63 \text{ т.}$$

• Рассчитываем прирост добычи нефти в результате проведения мероприятия:

$$\Delta Q = Q_{II} - Q_I \tag{4}$$

$$\Delta Q = Q_{II} - Q_I = 5109,63 - 4906,02 = 203,61 \text{ т.}$$

3.2 Расчет условно-постоянных и условно-переменных затрат при добыче нефти

Калькуляция себестоимости 1 т. нефти:

Таблица 9 – нормы расходов по статьям

№ п/п	Наименование статей затрат	рублей
1	Расходы на эл. Энергию по извлечению нефти	4,83
2	Расходы по искусственному воздействию на пласт	49,2
3	Основная зарплата производственных рабочих	9,0
4	Отчисления на специальные нужды	3,48
5	Амортизация скважин	51,6
6	Расходы по сбору и транспортировке нефти	0,6
7	Расходы на технологическую подготовку нефти	2,4
8	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	135,3
9	Цеховые расходы	6,9
10	Общепроизводственные расходы	118,5
11	Прочие производственные расходы	89,1
12	Производственная себестоимость валовой продукции ($\Sigma 1...11$)	470,91

Условно – постоянные затраты – статьи № 3, 4, 5, 8, 9, 10.

Условно – переменные затраты – статьи № 1, 2, 6, 7, 11.

Расчет условно – постоянных затрат

До проведения мероприятия.

Исходя из калькуляции себестоимости определяем затраты (расходы) на:

Зарплату производственных рабочих:

$$C_{1..3} = C_3' * Q_I \tag{5}$$

$$C_{1.3}=C_3' * Q_I = 9.0 * 4906,02 = 44154,18 \text{ руб.}$$

Социальные нужды:

$$C_{1.4}=C_4' * Q_I \tag{6}$$

$$C_{1.4}= C_4' * Q_I = 3,48 * 4906,02 = 17072,95 \text{ руб.}$$

Амортизацию:

$$C_{1.5}=C_5' * Q_I \tag{7}$$

$$C_{1.5}= C_5' * Q_I = 51,6 * 4906,02 = 253150,63 \text{ руб.}$$

Содержание и эксплуатацию оборудования:

$$C_{1.8}=C_8' * Q_I \tag{8}$$

$$C_{1.8}= C_8' * Q_I = 135,3 * 4906,02 = 663784,51 \text{ руб.}$$

Цеховые расходы:

$$C_{1.9}=C_9' * Q \tag{9}$$

$$C_{1.9}= C_9' * Q_I = 6,9 * 4906,02 = 33851,54 \text{ руб.}$$

Сумму общепроизводственных расходов:

$$C_{1.10}=C_{10}' * Q_I \tag{10}$$

$$C_{1.10}= C_{10}' * Q_I = 118,5 * 4906,02 = 581363,37 \text{ руб.}$$

Сумма условно – постоянных расходов остается неизменной при изменении добычи нефти (проведение мероприятия)

$$C_{1.3}= C_{2.3}$$

$$C_{1.4}= C_{2.4}$$

$$C_{1.5}= C_{2.5}$$

$$C_{1.8}= C_{2.8}$$

$$C_{1.9}= C_{2.9}$$

$$C_{1.10}= C_{2.10}$$

Определяем условно – постоянные затраты на 1т. нефти после проведения мероприятия:

$$C_3'' = C_{2,3} / Q_{II} \quad (11)$$

$$C_3'' = C_{2,3} / Q_{II} = 44154,18 / 5109,63 = 8,64 \text{ руб.}$$

$$C_4'' = C_{2,4} / Q_{II} = 17072,95 / 5109,63 = 3,34 \text{ руб.}$$

$$C_5'' = C_{2,5} / Q_{II} = 253150,63 / 5109,63 = 49,54 \text{ руб.}$$

$$C_8'' = C_{2,8} / Q_{II} = 663784,51 / 5109,63 = 129,91 \text{ руб.}$$

$$C_9'' = C_{2,9} / Q_{II} = 33851,54 / 5109,63 = 6,63 \text{ руб.}$$

$$C_{10}'' = C_{2,10} / Q_{II} = 581363,37 / 5109,63 = 113,78 \text{ руб.}$$

Расчет условно – переменных затрат

По условно – переменным затратам расходы на 1т. нефти до и после проведения мероприятия принимаем равными.

Определяем расходы по статьям условно – переменных затрат:

на эл. энергию по извлечению нефти:

а) до проведения мероприятий

б) после проведения мероприятий

$$\text{а) } C_{1,1} = C_1' * Q_I = 4,83 * 4906,02 = 23696,08 \text{ руб.}$$

$$\text{б) } C_{2,1} = C_1' * Q_{II} = 4,83 * 5109,63 = 24679,51 \text{ руб.}$$

По искусственному воздействию на пласт:

$$\text{а) } C_{1,2} = C_2' * Q_I = 49,2 * 4906,02 = 241376,18 \text{ руб.}$$

$$\text{б) } C_{2,2} = C_2' * Q_{II} = 49,2 * 5109,63 = 251393,8 \text{ руб.}$$

По сбору и транспортировке нефти:

$$\text{а) } C_{1,6} = C_6' * Q_I = 0,6 * 4906,02 = 2943,61 \text{ руб.}$$

$$\text{б) } C_{2,6} = C_6' * Q_{II} = 0,6 * 5109,63 = 3065,78 \text{ руб.}$$

На технологическую подготовку нефти:

а) $C_{1.7} = C_7' * Q_I = 2,4 * 4906,02 = 11774,45$ руб.

б) $C_{2.7} = C_7' * Q_{II} = 2,4 * 5109,63 = 12263,11$ руб.

Прочие производственные расходы:

а) $C_{1.11} = C_{11}' * Q_I = 89,1 * 4906,02 = 437126,38$ руб.

б) $C_{2.11} = C_{11}' * Q_{II} = 89,1 * 5109,63 = 455268,03$ руб.

Полученные значения сводим в таблицу – 10.

Таблица 10 - Калькуляции себестоимости нефти

№ п/п	Наименование затрат	Сумма затрат				Отклонения
		До проведения мероприятий		После проведения мероприятий		
		всего	1 т.	всего	1 т.	
1	Расходы на эл. энергию по извлечению нефти	23696,08	4,83	24679,51	4,83	---
2	Расходы по искусственному воздействию на пласт	241376,18	49,20	251393,8	49,20	---
3	Основная заработная плата производственных рабочих	44154,18	9,00	44154,18	8,64	- 0,36
4	Отчисления на социальные нужды	17072,95	3,48	17072,95	3,34	- 0,14
5	Амортизация скважин	253150,63	51,60	253150,63	49,54	- 2,06
6	Расходы по сбору и транспортировке нефти	2943,61	0,60	3065,78	0,60	---
7	Расходы на технологию подготовки нефти	11774,45	2,40	12263,11	2,40	---
8	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	663784,51	135,30	663784,51	129,91	- 5,39
9	Цеховые расходы	33851,54	6,90	33851,54	6,63	- 0,27
10	Общепроизводственные расходы	581363,37	118,50	581363,37	113,78	- 4,72
11	Прочие производственные расходы	437126,38	89,10	455268,03	89,10	---
12	Производственная себестоимость валовой продукции (\sum п.п. 1...11)	2310293,88	470,91	2340047,41	457,97	- 12,94

3.3 Расчет затрат на проведение организационно-технического мероприятия

Расчет основной заработной платы

Таблица 11 - Нормы человеко-часов на проведение мероприятия

№ п/п	Профессия	Количество	Разряд	Затраты времени на проведение мероприятия, час
1	Мастер ПРС	1	10	22
2	Мастер ЦДНГ	1	10	2
3	Оператор ПРС	1	8	112
4	Оператор ПРС	1	6	112
5	Оператор глушения скважин	1	6	10,12
6	Оператор ДНГ	1	7	2
7	Стропальщик	1	6	6
8	Стропальщик	1	5	6
9	Электромонтажник	1	7	6
10	Слесарь КИП и А	1	7	6

Заработная плата рабочего повременно:

$$Зр.п.=Ч*Т*С_2, \quad (12)$$

где:

Ч – численность рабочих соответствующего разряда;

Т – затраты времени рабочего соответствующего разряда на проведение мероприятия, час;

С₂ – годовая тарифная ставка рабочего соответствующего разряда, руб.

Расчет заработной платы сводим в таблицу 12.

Таблица 12 - Заработная плата рабочих за проведение мероприятия

№ п/п	Профессия	Кол-во	Разряд	Затраты времени, час	Часовая тарифн. ставка	Сумма зар. платы, руб.
1	Мастер ЦПРС	1	10	22	16,85	370,7
2	Мастер ЦДНГ	1	10	2	16,85	33,7
3	Оператор ПРС	1	8	112	14,74	1650,88
4	Оператор ПРС	1	6	112	12,08	1352,96
5	Оператор глуш.скважин	1	6	10,12	12,08	122,25
6	Оператор ДНГ	1	7	2	13,56	27,12
7	Стропальщик	1	6	6	12,08	72,48
8	Стропальщик	1	5	6	9,80	58,80
9	Электромонтажник	1	7	6	13,56	81,36
10	Слесарь КИП и А	1	7	6	13,56	81,36
11	Итого					3851,61

Определяем размер доплат, учитывающих размер премии:

$$D_p = Z_{p.n.} * N_{пр} / 100, \quad (13)$$

где $N_{пр}$ – размер премии в % от повременного заработка (для разных категорий разный).

$$D_p = 370,7 * 40 / 100 = 148,28 \text{ руб.}$$

$$D_p = 33,7 * 40 / 100 = 13,48 \text{ руб.}$$

$$D_p = 1650,88 * 40 / 100 = 660,35 \text{ руб.}$$

$$D_p = 1352,96 * 40 / 100 = 541,18 \text{ руб.}$$

$$D_p = 122,25 * 30 / 100 = 36,68 \text{ руб.}$$

$$D_p = 27,12 * 40 / 100 = 10,85 \text{ руб.}$$

$$D_p = 72,48 * 30 / 100 = 21,74 \text{ руб.}$$

$$D_p = 58,8 * 30 / 100 = 17,64 \text{ руб.}$$

$$D_p = 81,36 * 30 / 100 = 24,41 \text{ руб.}$$

$$10) D_p = 81,86 * 30 / 100 = 24,41 \text{ руб.}$$

$$\sum D_p = 1499,02 \text{ руб.}$$

Определяем повременный премиальный заработок:

$$Z_{\text{рас}} = \sum Z_{\text{р.п.}} + \sum D_p \quad (14)$$

$$Z_{\text{рас}} = \sum Z_{\text{р.п.}} + \sum D_p = 3851,61 + 1499,02 = 5350,63 \text{ руб.}$$

Определяем заработную плату с учетом районного коэффициента:

$$Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{рас}} * K_p \quad (15)$$

$$Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{рас}} * K_p = 5350,63 * 1,5 = 8025,95 \text{ руб.}$$

Определяем северные доплаты:

$$Z_{\text{сев}} = Z_{\text{рас}} * H_{\text{сев}} / 100 \quad (16)$$

$$Z_{\text{сев}} = Z_{\text{рас}} * H_{\text{сев}} / 100 = 5350,63 * 70 / 100 = 3745,44 \text{ руб.}$$

Определяем общую заработную плату рабочих:

$$Z_{\text{общ}} = Z_{\text{р.к.}} + Z_{\text{сев}} \quad (17)$$

$$Z_{\text{общ}} = 8025,95 + 3745,44 = 11771,39 \text{ руб.}$$

Расчет дополнительной заработной платы:

$$Z_{\text{доп.}} = Z_{\text{общ}} * q / 100 \quad (18)$$

$$Z_{\text{доп.}} = Z_{\text{общ}} * q / 100 = 11771,39 * 11 / 100 = 1294,85 \text{ руб., где}$$

q – размер дополнительной заработной платы в % от основной заработной платы (принимаем q = 11%)

Расчет отчислений на социальные нужды:

$$O_{\text{с.н.}} = (Z_{\text{общ}} + Z_{\text{доп.}}) * O'' / 100, \quad (19)$$

где:

O'' - размер отчислений на соц. Нужды в % от Z_{общ} и Z_{доп}

$$O_{\text{с.н.}} = (11771,39 + 1294,85) * 38,5 / 100 = 5030,5 \text{ руб. (O'' = 38,5%).}$$

Расчет расхода материалов

Расчет затрат на материалы сводим в таблицу 13.

Таблица 13 - Расходы на материалы

№ п/п	Наименование материала	Единицы изм.	Коли - чество	Цена за единицу мат.	Общая стоимость материала в руб.
1	Раствор глушения	м ³	90	65	5850

Расчет расхода электроэнергии

$$Z_{э/э} = T_p * Z_{уд.э/э} * N, \text{ где} \quad (20)$$

где:

T_p – время проведения мероприятия, (отработанное время);

$Z_{уд.э/э}$ – затраты удельные (эл. энергии на 1 час работы) = 0,52 руб/Квт.

N – количество проведенных мероприятий.

$$Z_{э/э} = 112 * 0,52 * 1 = 58,24 \text{ руб.}$$

Расчет износа МБП (малоценных быстроизнашивающихся предметов)

$$Z_{МБП} = T * Z_{уд.МБП} * N, \text{ где} \quad (21)$$

где:

T – время проведения 1^{го} мероприятия

N – количество мероприятий

$Z_{уд.МБП}$ – расход МБП за 1 час работы

$$Z_{МБП} = 112 * 5,8 * 1 = 649,6 \text{ руб.}$$

Расчет амортизации основных фондов

$$A = C_p * N * N_a / 100; \quad (22)$$

где:

C_p – балансовая стоимость единицы оборудования, руб;

N – количество оборудования;

N_a – норма амортизации.

Полученные значения сводим в таблицу 14.

Таблица 14 - Расходы на амортизацию оборудования при проведении мероприятия

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во	Балансовая стоимость ед-цы оборудования, руб.	Норма амортизации	Сумма амортизации, руб.
1	Погружной центробежный насос УЭЦН	1	244550	22,2	54290,1
2	Насосно-компрессорная труба	2534м.	275/м.	22,2	154700,7
3	Емкость V = 50 м ³	1	18120	11,2	2029,44
4	Емкость V = 25 м ³	1	10200	11,2	1142,4
5	Подъемник Аз – 37А	1	241000	20	48200
6	Вагон - дом	1	110000	14,3	15730
7	Электроплита	1	4500	11	495
8	Приемные мостки	1	95460	20	19022
9	Вагон инструменталка	1	19560	14,3	2797,08
10	Итого, А - годовая				298406,72

Определяем часовую сумму амортизации:

$$A_{\Gamma} = A_{\Gamma} / (24 * 365) \quad (23)$$

$$A_{\Gamma} = A_{\Gamma} / (24 * 365) = 298406,72 / 4380 = 34,06 \text{ руб.}$$

Определяем амортизацию на проведённое мероприятие:

$$A_p = A_{\Gamma} * T_p \quad (24)$$

$$A_p = A_{\Gamma} * T_p = 34,06 * 112 = 3814,72 \text{ руб.}$$

Расчет услуг собственных, вспомогательных услуг и со стороны

Расчет сводится в таблицу 15

Таблица 15 - Затраты на получение услуг в проведении мероприятия

№ п/п	Наименование	Кол - во	Затраты времени, ч.	Стоимость 1ч. работы, руб.	Общая стоимость услуг, руб.
1	Цементированный агрегат ЦА - 320		20	47,38	947,6
2	Подъемник – 37А		112	62,81	7034,72
3	Трактор К - 700		6	77,55	465,3
4	Автомашина «Урал» -375 (трубовоз)		8	38,22	306,56
5	Автомашина «Урал»-Вахта		26	38,77	1008,02
6	Автоцистерна АЦН - 12		34	32,53	1106,02
7	Площадка КРАЗ - 255		6	58,45	350,7
8	Автокран ЗИЛ – 130, КС -2561		6	69,45	416,7
9	Итого:				11635,62

Расчет прочих расходов

$$C_{\text{пр}} = (Z_{\text{пр}} * P_{\text{р}}) / 100; \text{где} \quad (25)$$

где:

$P_{\text{р}}$ – размер прочих расходов в % от прямых затрат ($P_{\text{р}} = 4\%$)

$Z_{\text{пр}}$ – прямые затраты

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{общ}} + Z_{\text{доп}} + O_{\text{с.н.}} + \sum Z_{\text{мат.}} + Z_{\text{э/э}} + Z_{\text{МБП}} + A_{\text{р}} + Z_{\text{усл.}} \quad (26)$$

$$Z_{\text{пр}} = 11771,39 + 1294,85 + 5030,5 + 5850 + 58,24 + 649,6 + 3814,72 + 11635,62 = 40104,92 \text{ руб.}$$

$$C_{\text{пр}} = (40104,92 * 4) / 100 = 1604,2 \text{ руб.}$$

Расчет цеховых расходов

$$C_{\text{цех}} = (Z_{\text{пр}} * Ц) / 100, \text{ где} \quad (27)$$

$Ц$ – размер цеховых расходов в % от прямых затрат.

$$C_{\text{цех}} = (40104,92 * 15) / 100 = 6015,74 \text{ руб.}$$

Расчет сметы затрат на проведение мероприятия

Расчет сводим в таблицу 16

Таблица 16 - Смета затрат на проведение мероприятия

№ п/п	Статьи затрат	Суммы, руб.
1	Основная заработная плата	3851,61
2	Дополнительная заработная плата	1499,02
3	Отчисления на социальные нужды	5030,5
4	Расходы на материалы	5850
5	Расходы на электроэнергию	58,24
6	Износ МБП	649,6
7	Амортизация основных фондов	3814,72
8	Услуги собственные, вспомогательные и со стороны	11635,62
9	Прочие расходы	1604,2
10	Цеховые расходы	6015,74
11	Итого (Единовременные затраты):	40009,25

3.4 Расчет годового экономического эффекта

$$\text{ЭГ}=(C_1-C_2')*Q_{\text{II}}, \text{ где} \quad (28)$$

C_1 – себестоимость 1т. нефти до проведения мероприятий

C_2' - себестоимость 1т. нефти после проведения мероприятий с учетом единовременных затрат.

$$C_2'=(C_2^2+Z_{\text{ед}})/Q_{\text{II}}, \quad (29)$$

где - C_2^2 – годовая себестоимость после проведения мероприятий.

$$C_2' = (2340047,41 + 40009,25) / 5109,63 = 458,75 \text{ руб/т.}$$

$$\text{ЭГ} = (470,91 - 458,75) * 5109,63 = 62133,1 \text{ руб.}$$

Условно – годовая экономия на 1т. нефти

$$U_{\text{г.уд}}=\text{ЭГ}/Q_{\text{II}}=62133,1/5109,63=12,16 \text{ руб/т.} \quad (31)$$

Общая условно – годовая экономия

$$U_{\text{г.уд}}=\text{ЭГ}/Q_{\text{I}}=62133,1/4906,02 = 12,66 \text{ руб/т.} \quad (32)$$

3.5 Расчет прироста прибыли от проведения мероприятия

Определяем прибыль до проведения мероприятий:

$$P_1=(\text{Ц}-C_1)*Q_{\text{I}} \quad (33)$$

$$P_1 = (600 - 470,91) * 4906,02 = 633318,12 \text{ руб.}$$

Определяем прибыль после проведения мероприятий:

$$P_2=(\text{Ц}-C_2')*Q_{\text{II}} \quad (34)$$

$$P_2 = (600 - 458,75) * 5109,63 = 721735,24 \text{ руб.}$$

Определяем прирост прибыли:

$$\Delta P=P_2-P_1 \quad (35)$$

$$\Delta P = 721735,24 - 633318,12 = 88417,12 \text{ руб.}$$

Определяем удельный прирост прибыли:

$$\Delta\Pi_{уд} = \Delta\Pi / Q_{II} \quad (36)$$

$$\Delta\Pi_{уд} = 88417,12 / 5109,63 = 17,31 \text{ руб./т.}$$

Основные полученные результаты сводим в таблицу 17.

Таблица 17 - Техничко-экономические показатели проведения мероприятия

№ п/п	Наименование показателей	Единицы измерения	До проведения мероприятия	После проведения мероприятия	Отклонения
1	Годовой объем добычи нефти	т.	4906,02	5109,63	+203,61
2	Дебит скважины	т/сут.	15,7	15,7	
3	Годовая себестоимость нефти без единовременных затрат	руб.	2310293,88	2340047,41	-29753,53
4	Себестоимость 1т. нефти с учетом единовременных затрат	руб.	470,91	458,75	+17,84
5	Условно годовая экономия на 1т. нефти	руб.		12,16	
6	Прибыль	руб.	633318,12	721735,24	+88417,12
7	Прирост прибыли	руб.	88417,12		

Вывод:

В результате проведения мероприятия по смене УЭЦН и эксплуатации его в режиме работы с кратковременными запусками и остановками, дебит нефти не увеличится, но увеличится МРП и соответственно коэффициент эксплуатации скважины ($K_{Э}$), что позволит увеличить годовой объем добычи нефти, по данной скважине, на 203,61 тонн. При этом себестоимость одной тонны нефти с учетом единовременных затрат снизится на 17,84 рублей. За счет снижения себестоимости и увеличения добычи нефти условно-годовая экономия на одну тонну составит 12,16 рублей, что даст прирост прибыли 88417,12 рублей/год. Следовательно, смена УЭЦН и его эксплуатация в режиме работы с кратковременными запусками и остановками является экономически эффективным.

4. Социальная ответственность

Добываемая жидкость со скважин при помощи установок электроцентробежных насосов подаётся на устье скважины, далее через фонтанную арматуру и выкидные линии проходит через АГЗУ (автоматизированная газо – замерная установка), где замеряется количество добываемой нефти, воды и газа. После замера дебита скважины, жидкость по трубопроводу транспортируется на УПН. Для системы поддержания пластового давления на X месторождении пробурены две водозаборные скважины. При помощи УЭЦН вода сеноманского горизонта через блок распределения воды под высоким давлением распределяется по нагнетательным скважинам.

4.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

Таблица 18 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации фонда скважин

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Обслуживание и эксплуатация фонда скважин	<ol style="list-style-type: none">1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;2. Неудовлетворительные метеорологические условия;3. Повышенный уровень шума и вибрации;4. Отсутствие или недостаток освещенности.	<ol style="list-style-type: none">1. Поражение электрическим током;2. Пожароопасность;3. Взрывоопасность;4. Давление в системах работающих механизмов.	<ol style="list-style-type: none">1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества»;2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»;3. СНиП 2.09.04.874. ГОСТ 356 – 80 «Давления условные пробные и рабочие»;5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.

Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны

При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) [15].

СИЗОД подбираются по размерам и хранятся на рабочих местах в шкафах, каждая в своей ячейке. На каждой ячейке и на сумке противогаза должна быть укреплена бирка с указанием фамилии владельца, марки и размера маски. СИЗОД проверяются и заменяются в сроки, указанные в их технических паспортах и заводских инструкциях по эксплуатации.

В газоопасных местах вывешиваются предупредительные надписи: «Газоопасно», «Проезд запрещен» и т.п.

К газоопасным работам допускаются только после проведения инструктажа, получения наряда–допуска, а также утвержденного плана ведения газоопасных работ.

При газоопасных работах необходимо пользоваться газозащитными средствами (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы).

Пониженная температура окружающей среды

В целях предупреждения несчастных случаев, связанных с работой на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях в холодное время года, в ООО «Стимул-Т», установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы на открытом воздухе [16]:

1) лесозаготовительные работы:

без ветра: - 39 °С; при скорости ветра: до 5 м/с: - 38 °С; от 5 до 10 м/с: - 37 °С; свыше 10 м/с: - 36 °С;

2) ремонтные и строительно – монтажные работы:

без ветра: - 36 °С; при скорости ветра до 5 м/с: - 33 °С; от 5 до 8 м/с: - 31 °С; свыше 8 м/с: - 29 °С;

3) все остальные работы:

без ветра: - 37 °С; при скорости ветра до 5 м/с: - 36 °С; от 5 до 10 м/с: - 35 °С; свыше 10 м/с: - 33 °С.

При работах в необогреваемых закрытых помещениях работы прекращаются при температуре - 37 °С и ниже.

При температуре окружающего воздуха - 11 °С и ниже лица, работающие на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях, предоставляются перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях.

Повышенный уровень шума и вибрации

Многие производственные процессы (клепка, штамповка, ковка, зачистка, работа производственного оборудования) сопровождаются значительным уровнем шума или вибрации, которые являются причиной отрицательного действия не только на органы слуха, но и на нервную систему человека. Человек ощущает звуки с частотой колебаний в пределах от 16 до 20 000 Гц. Допустимый уровень шума в механических цехах не должен превышать 80 дБА. Колебание более низкой частоты (меньше 16 Гц - инфразвук) и более высокой частоты (выше 20000 Гц - ультразвук) воспринимаются человеком не как звук, а как вибрация (сотрясения). Непосредственное действие вибрации имеет место при работе с ручным инструментом.

Для защиты органов слуха применяют Антифоны-заглушки (снижение шума) при технологических процессах, сопровождающихся производственным шумом, превышающим допустимые нормы (гидравлический разрыв пластов и др.).

Их изготавливают из плексигласа, они представляют собой конусообразный корпус (со сквозным каналом с нарезкой), в который вставляют алюминиевую головку с ленточной резьбой.

Звук, проходя по резьбе головки, поступает в слуховой проход значительно ослабленным.

Антифоны-заглушки монтируются в эбонитовую часть наушника, прикрывающую снаружи не только ушную раковину, но и околоушную область.

При использовании антифонов-заглушек высокочастотный шум 1200-8000 Гц снижается на 12-15 дБ, при этом звук воспринимается органом слуха мягче, разборчивость речи сохраняется.

Ношение антифонов-заглушек должно быть периодическим: на период 30-40 минут с последующим перерывом в течение того же времени.

Недостаток освещенности

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

Измерение освещенности внутри помещений (в том числе участков, отдельных рабочих мест, проходов и так далее) проводится при вводе сети освещения в эксплуатацию в соответствии с нормами освещенности, а также при изменении функционального назначения помещений.

Во всех производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами.

Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения [19].

Таблица 19 - Нормы освещенности рабочих поверхностей при искусственном освещении основных производственных зданий и площадок в нефтяной промышленности

Наименование объекта	Разряд работ	Освещенность (лк) при общем освещении лампами накаливания
На буровых установках:		
а) рабочая площадка	IX	30
б) роторный стол		100
в) пульт и щит управления без измерительной аппаратуры (рычаги, рукоятки)	VI	75
г) пульт и щит управления с измерительной аппаратурой	IV _B	150
д) дизельное помещение	VI	50
е) компенсаторы буровых насосов	VI	75
ж) люлька верхового рабочего, полати	IX	30
з) механизм захвата и подъема труб АСП и МСП	IX	50
и) редуктор (силовое помещение)	VIII _A	30
к) желобная система	XI	10
л) приемный мост, стеллажи	XI	10
м) глиномешалка, сито, сепаратор	VIII _A	30
н) маршевые лестницы, переходы вдоль желобной системы и т.п.	XI	10
Рабочие места при подземном и капитальном ремонтах скважин:		
а) рабочая площадка	IX	30
б) люлька верхового рабочего		100
в) роторный стол	IX	50
г) приемный мост, стеллаж	XI	10
Насосные станции	VI	50
Компрессорные цеха газоперерабатывающих заводов	IV	75
Места замеров уровня нефти в резервуарных парках	IX	50
Устья нефтяных скважин, станки-качалки (при их обслуживании в темное время суток)	X	30
Места управления задвижками на территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	VIII _A	30
Территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	XIII	2
Нефтеналивные и сливные эстакады:		
на поверхности пола	X	30
на горловине цистерны	IX	50

Поражение электрическим током

При возникновении каких-либо неисправностей электроэнергетического оборудования, электрических сетей, а также при несоблюдении персоналом

правил электробезопасности существует опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала, занятого в процессе добычи нефти и газа.

Электрооборудование должно иметь исправную взрывозащиту, проходить техническое обслуживание и текущие ремонты согласно графика ППР с записью в «Журнале осмотра взрывозащищенного оборудования», который хранится у мастеров цеха. В журнале указываются виды проведенных работ, с подписями их производивших. Работы, выполняемые на кустовых площадках, должны проводиться искробезопасным инструментом.

Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления. Паспорт контура заземления (заземляющей установки) хранится и ведется электромехаником промысла. К сетям заземления присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции.

Пожаро - и взрывоопасность

В связи с тем, что при ликвидации возникших осложнений при добыче и перекачке нефти, могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, (нефть, сероводород, природный газ, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества) в соответствии со СНиП 2.09.04.87 данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1.

Кустовые площадки спроектированы с соблюдением действующих норм и правил. Пожаробезопасность кустовых площадок обеспечивается рядом противопожарных мероприятий [17]:

- сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции;

- кустовые площадки обеспечены осветительной аппаратурой во взрывозащищенном исполнении;

- используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении, соответствует категории и зоне взрывоопасности площадок;

- объем КИПиА позволяет держать под контролем технологический процесс добычи нефти и закачки воды в пласт, добычи сеноманской воды;

- предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;

- ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости;

- на кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами;

- дыхательные клапаны подземных емкостей оснащены встроенными огнепреградителями;

- конструкция насосных агрегатов подземных емкостей и объем защит обеспечивает нормальную его работу и автоматический останов агрегата при возникновении условий, нарушающих безопасность;

- согласно РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» опасность действия статического электричества устраняется тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращая накопление энергии заряда выше уровня $0,4 \text{ А} \cdot \text{мин}$;

- все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования заземляются. Заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами электрооборудования;

- основные потребители электроэнергии – электродвигатели технологического оборудования, электроприемники блок-боксов и освещение территории кустовых площадок относятся по надежности электроснабжения ко II категории.

Для взрывоопасных помещений, площадок наружных помещений проведена классификация по категориям взрывопожарной опасности, определены границы взрывоопасных зон (таблица 20).

Классификация технологических блоков по взрывоопасности приведена в таблице 21.

Планировка площадок кустов скважин, при возникновении аварии, захватывающей большую площадь, позволяет перемещаться по территории людям и пожарной технике; имеет площадку для размещения пожарной техники, два въезда.

Таблица 20 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных сооружений

Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория взрывопожарной и пожарной опасности по НПБ 105-03	Классификация взрывоопасных зон по ПУЭ			По ПБ 08-624-03	Границы взрывоопасной зоны
		Класс зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей			
Технологический блок, замерная установка	А	В-1а	ПА-Т1 ПА-Т3	1	Зона В-1г – до 0,5 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от проемов за наружными ограждающими конструкциями помещения Зона 1 (ПБ) закрытое помещение в котором установлено закрытое технологическое оборудование, содержащее нефть Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали вокруг отверстий блока	
				1		
				1		
Блок автоматики замерной установки	Д	-	-	-	-	
Блок напорной гребенки	Д	-	-	-	-	
Емкость подземная дренажная	Ан	В-1г	ПА-Т3	1	Зона В-1г (ПУЭ) до 5 м по горизонтали и вертикали от дыхательного клапана Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали и до земли от дыхательного клапана. Зона 2 (ПБ) 2м по горизонтали и вертикали от зоны 1	
				2		
Устье нефтедобывающей скважины	Ан	В-1г	ПА-Т1 ПА-Т3	0	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0	
				1		
Устье нагнетательной скважины	Д	-	-	-	При «отработке» на нефть - см. п. 4 таблицы	
Устье водозаборных скважин	Ан	В-1г	ПА-Т1	0	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0	
				1		

Таблица 21 – Классификация технологических блоков по взрывоопасности

Имя блока	Номера позиций аппаратуры, оборудования, составляющие технологического блока	Относительный энергетический потенциал технологического блока	Категория взрывоопасности	Классы зон по уровню опасности возможных разрушений, травмирования персонала*
Блок ЗУ	ЗУ	9,977	III	Зона 1 R=3,23 Зона 2 R=4,76 Зона 3 R=8,15 Зона 4 R=23,78 Зона 5 R=47,56
Блок Е	Е	6,588	III	Зона 1 R=1,41 Зона 2 R=2,07 Зона 3 R=3,56 Зона 4 R=10,37 Зона 5 R=20,74
Блок н-д	н19	9,325	III	Зона 1 R=2,82 Зона 2 R=4,15 Зона 3 R=7,12 Зона 4 R=20,77 Зона 5 R=41,54
Блок в-д	ВВ4	8,197	III	Зона 1 R=2,18 Зона 2 R=3,21 Зона 3 R=5,50 Зона 4 R=16,06 Зона 5 R=32,10

*Примечание:

Зона 1 – сильное разрушение всех сооружений;
 Зона 2 – среднее разрушение всех сооружений;
 Зона 3 – среднее повреждение всех сооружений;
 Зона 4 – легкое повреждение всех сооружений;
 Зона 5 – частичное разрушение остекления.

Общие требования пожарной безопасности на объектах ООО

«Стимул-Т»

1. Работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников

мерам пожарной безопасности осуществляется путём проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно – технического минимума;

2. Вся территория производственных объектов должна постоянно содержаться в чистоте и порядке. Мусор и другие отходы должны убираться, места разлива горючих жидкостей должны засыпаться сухим песком;

3. Запрещается курение на территории вахтового посёлка, в общежитиях, столовой, бане, на территории и в помещениях взрывопожароопасных объектов ООО «Стимул – Т». Курить только в отведенных местах для курения;

4. Въезд на территорию объектов нефтедобычи техники допускается только по разрешению инженерно-технического работника, ответственного за этот объект. При этом автотранспорт, тракторы и другие агрегаты должны быть оборудованы глушителями с искрогасителями;

5. Запрещается применять для освещения факелы, свечи, керосиновые фонари и другие источники открытого огня;

6. Отогрев замерзшей аппаратуры, арматур, трубопроводов, задвижек разрешается горячей водой или паром;

7. Нагревательные приборы, не оснащенные автоматикой, оставлять без присмотра запрещено;

8. Автоцистерны, находящиеся под наливом и сливом горючих жидкостей, должны быть присоединены к заземляющему устройству. Проводник необходимо присоединять к корпусу автоцистерны при помощи болтов для обеспечения надежного контакта;

9. По окончании работы ответственные за пожарную безопасность осматривают помещения, территорию. Закрывают на замок помещения, которые работают не в круглосуточном режиме.

За нарушение требований настоящей инструкции рабочие и ИТР несут ответственность в административном, дисциплинарном или судебном порядке.

Давление в системах работающих механизмов

К обслуживанию сосудов, работающих под давлением, допускаются лица достигшие 18 лет, обученные в учебных заведениях, аттестованные комиссией с участием инспектора Ростехнадзора и имеющие удостоверения на право обслуживания сосудов с указанием наименования, рабочих параметров рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых они допущены.

Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, так же со схемами включения сосудов с указанием источника давления, параметров, рабочей среды арматуры, контрольно - измерительных приборов, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств.

Персонал обязан периодически в течение смены:

- осматривать закрепленные за ними сосуды, обращать внимание на состояние сварных заклепочных соединений, запорной и запорно – регулируемой арматуры, кранов слива конденсата;
- осматривать контрольно-измерительные приборы, предохранительные устройства и указания уровня жидкости, убедиться в их исправности
- убеждаться в отсутствии пропуска воздуха в соединениях элементов сосуда и трубопроводов;
- следить за давлением в сосуде, заметив опасность, угрожающую работникам, необходимо принять меры по ее незамедлительному устранению.

Порядок проверки исправности обслуживаемых сосудов и относящихся к ним оборудованию в рабочем состоянии:

- оператор обязан проводить проверку предохранительных клапанов путем принудительного открытия;

- оператор обязан проводить проверку манометров посадкой стрелки на нуль с помощью трехходового крана;
- оператор обязан проводить проверку в течение смены исправность сосудов путем внешнего осмотра, исправность запорной арматуры, манометров и предохранительных клапанов;
- обо всех этих операциях аппаратчик должен делать запись в сменном журнале.

Проверку арматуры, предохранительных устройств, приборов автоматики защиты и сигнализации проводится ежемесячно.

Ремонт сосудов и их элементов, находящихся под давлением, запрещается.

4.2 Экологическая безопасность

Основными типами антропогенных воздействий на природу, изменение природы под их влиянием, являются:

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;
- загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газа нефтепроводах;
- загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;
- развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетне-мерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод);

- значительное изъятие земель и изменение баланса земельного фонда за счет сельскохозяйственных и лесохозяйственных предприятий.

В соответствии с действующими законами, постановлениями и положениями Правительства РФ во всех проектных документах по разработке X месторождения должны быть предусмотрены и реализованы на практике экологические исследования района работ и основные организационно-технические мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану недр, окружающей среды от возможных вредных воздействий, связанных с эксплуатацией залежи нефти.

4.2.1 Анализ воздействия объекта на окружающую среду

При строительстве, обустройстве, эксплуатации и обслуживании объектов месторождения, воздействию подверглись все компоненты окружающей среды. В первую очередь это коснулось почвенного, растительного покрова, поверхностных вод и атмосферы.

Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды недропользователю рекомендуются следующие мероприятия:

- закрытая система сбора и транспорта нефти. Автоматическое отключение насосов, перекачивающих нефть, при падении давления в трубопроводе и установка запорной арматуры для отключения участка трубопровода в случае его порыва;

- в случае аварийной ситуации локализация разливов осуществляется следующим образом; при средних аварийных разливах - путем установления барьеров из земли с устройством защитных экранов, предотвращающих интенсивную пропитку барьера нефтью; локализация больших объемов разлитой нефти производится с помощью отрывных траншей;

- площадки размещения технологического оборудования выполнены из сборных бетонных плит и ограждены бордюрным камнем и имеют дождеприемные колодцы, через которые загрязненные дождевые стоки и

разлившаяся при аварии жидкость стекает в закрытую сеть производственно-дождевой канализации в очистные сооружения при УПСВ с последующей утилизацией в систему ППД;

- по периметру площадки куста предусмотрено обвалование, необходимо устройство приустьевых площадок для сбора возможных утечек с сальников фонтанной арматуры и загрязненного поверхностного стока, со сбросом в дренажно-канализационную емкость, с дальнейшей закачкой в систему нефтесбора;

- на каждой скважине разрабатывается организационный план ликвидации аварий, который позволит правильно организовать работу во время аварии и уменьшит возможное отрицательное воздействие на компоненты окружающей среды.

При возникновении аварийных ситуаций запланированы ликвидационные мероприятия, реализуемые в следующей последовательности:

- ликвидировать источник разлива нефти;
- оценить объем происшедшего разлива и оптимальный способ его ликвидации;
- локализовать нефтяной разлив и предотвратить его дальнейшее распространение;
- собрать и вывезти собранную с почвы, болотной и водной поверхности нефть на комплексный пункт сбора продукции скважин или ближайший пункт утилизации.

Аварийные разливы на скважинах должны локализоваться в пределах обвалованных площадок. После сбора задержанной нефти следует проводить обработку биологическими препаратами типа “Путидойл”, периодическое рыхление поверхности и залужение семенами злаков. Для более полного сбора нефти наряду с механическими средствами могут быть использованы сорбенты различных типов. Рекомендуется применения сорбента – собирателя ДН – 75, представляющего собой биоразлагаемую композицию синтетических

поверхностно – активных веществ двойного действия. Средство обладает высокой собирающей и удерживающей способностью при начальной толщине пленки до 1 мм. После сбора нефти с поверхности проектом предусматривается рекультивация замазученных земель.

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

4.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования

В случае нарушения технологического процесса добычи нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из технологических систем и, как следствие, появляется реальная угроза возникновения чрезвычайной ситуации на объекте. Наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины.

Основными источниками ЧС на территории X нефтяного месторождения являются:

- аварии в результате ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин;
- аварии в результате разгерметизации РВС для нефти на территории ДНС;
- аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального нефтепровода.

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами с огнепреградителями, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня;
- технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;
- предусмотрены дренажные емкости, для опорожнения технологических аппаратов и трубопроводов;
- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;
- полная герметизация технологического процесса подачи и перекачки нефтепродуктов;
- монтаж и испытание трубопроводов предусмотрены в соответствии с требованиями РД 39-132-94, СП 34-116-97 и ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- на наружную поверхность подземных трубопроводов наносится защитное покрытие усиленного типа.

При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам.

4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК

РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие [18].

В данном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:
 - в районах крайнего Севера – 24 календарных дня;
 - в местностях, приравненных к районам крайнего Севера – 16 календарных дней.

Заключение

Опираясь на результаты, полученные в ходе анализа разработки X нефтяного месторождения можно отметить, что фактические показатели по добыче нефти не соответствуют проектным. Это позволяет говорить о том, что хотя эксплуатация скважин с применением УЭЦН на X месторождении и является основным способом добычи нефти, но при этом имеет ряд проблем, которые требуют принятия решений, позволяющих оптимизировать работу скважин и повысить их эффективность.

В данной работе проведен анализ эффективности работы УЭЦН на X нефтяном месторождении, который позволил выявить основные проблемы их эффективного использования, такие как: глубокое залегание нефтеносного пласта на ряду с низким пластовым давлением и высокой температурой. Для решения этих проблем и повышения эффективности работы необходимо принимать меры по устранению негативных факторов или снижения их воздействия на УЭЦН.

В рамках данной ВКР было предложено решение по снижению воздействия вредных факторов, которое позволяет повысить эффективность за счет увеличения МРП. При расчете экономической выгоды данного решения, результаты оказались положительными.

Список литературы

1. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Сурков В.С. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. – Москва, 1975.
2. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты (под ред. В.С. Суркова). – Москва, 1081.
3. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – Москва, 1986.
4. Дела скважин 1, 2, 3, 4, 5 X площади.
5. Программа геологического изучения недр Тунгольского лицензионного участка №61 в пределах Томской области. Томск, 2005 г.
6. Забуга Т.В., о проведённых работах по переобработке и комплексной переинтерпретации сейсмических данных МОГТ 2Д масштабов 1:100 000, 1:50 000 в пределах 61 лицензионного участка.
7. Чупин А.Ф., Отчёт « Оцифровка, редактирование и повторная интерпретация материалов ГИС по фонду скважин Тунгольского лицензионного участка №61», Томск, 2005 г.
8. Геологические отчеты ПГО "Томскнефтегазгеология" за 1969, 1972 - ТГФ, Томск.
9. Исаев Г.Д. Палеонтолого-стратиграфическое обоснование возраста и корреляция палеозойских и морских мезозойских (юра-неоком) отложений Томской области по материалам бурения. – Новосибирск, ТГФ, 1991.
10. Геологический проект разведочного бурения на X месторождении, исполнитель Ивлева А.С., Томск 2006г.
11. Технологический регламент ООО «БРПО» по подготовке, запуску, выводу на режим, эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, учета и планирования наработки на отказ. (ТР 1-16)
12. Технологическая схема разработки X нефтяного месторождения Томской области О.В. Крылов., Томск 2012г.

13. Бочарников В.Ф. Погружные скважинные насосы с электроприводом: Учебное пособие.- Тюмень: Вектор Бук, 2003. – 336с.
14. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений / В.С. Бойко - М.: Недра, 1990. - 427 с.
15. План по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти на объектах X нефтяного месторождения, Томск 2011г.;
16. Проектная документация: «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 12ГОЧС, 2014г.;
17. Проектная документация: «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 09ПБ, 2014г.;
18. Петров А.Я. «Особенности правового регулирования труда работников нефтегазовой отрасли», (Трудовое право, 2008, №5);
19. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013г. №103