# Введение

На Хохряковском месторождении используется механизированный способ эксплуатации струйными насосами, УШГН, Электроцентробежными насосами в большем количестве эксплуатируется ЭЦН.

За период 2003–2004 гг. динамические уровня понизились среднее 1835 м из-за неравномерной системы заводнения, и интенсивного отбора жидкости, пластовое давление упала в среднем до 190 атм.

На Хохряковском месторождении заглубляют установки в среднем на 2200 м снижая забойное давления в среднем на 50 атм, это дает нам увеличить приток из пласта.

Цель моего диплома заключается, чтобы уменьшить наработку на отказ, подобрать оптимальный режим работы скважины,

Для подбора оборудования и оптимизации ЭЦН применять ТМС, индикаторные кривые по исследованию скважин с помощью прибора Микон.

Необходима использовать ТМС в периодическом фонде скважин оборудованных ЭЦН это дает надежность эксплуатации оборудования, если программа не сработает по токовым нагрузкам то ТМС по параметрам температуры и давления на приеме насоса может отключаться и запускаться.

По давлению и температуре параметры забиваются в блок управления на Электон-04.

Электон-05 оборудован ЧПС где можно регулировать мощность электродвигателя он применяется для вывода на режим после ГРП.

Для вывода из периодического фонда на постоянный режим, а также можно установить ТМС для получения информации обоснованных параметров скважин.

# 

# 1. Общая часть

## 

## 1.1 Характеристика района работ

Хохряковское месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской равнины, севернее среднего течения р. Вах. В административном отношении месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского национального округа Тюменской области. Расстояние от Хохряковского месторождения до г. Нижневартовска составляет 163 км.

Площадь работ представляет собой сглаженную **слабопересеченную** равнину, с плавным увеличением высотных отметок к северу (от 50 до 90 м.). Наблюдается сильная заболоченность территории, наличие большого количества озер, стариц, проток. Из крупных озер, прилегающих к территории месторождения можно отметить Ай-Енгтым-Емтор, Еккан-Еган-Эмтор, Энтиль-Пег-Эмтор. Имеющиеся в районе реки не судоходны, ширина их не превышает 10 м. Лес, в основном смешанный, с преобладанием хвойных пород. Животный мир довольно разнообразен.

Климат в районе резко континентальный. Температура в январе падает до -500С. Мощность снегового покрова достигает 1,5 м. Летние месяцы имеют устойчивые положительные температуры. Температура воздуха достигает +300С. Среднегодовое количество осадков колеблется в пределах 420–450 мм. Ледостав обычно происходит в ноябре, вскрытие рек ото льда – во второй половине мая. Толщина льда 0,5 – 1 м.

Коренное население занимается рыболовством, звероводством, охотой, лесоразработкой.

Транспортировка грузов в район месторождения ведется в весенне-летнее время по реке Вах. В зимнее – осуществляется по «зимникам». Круглогодично используется авиатранспорт и автодорога.

Хохряковское месторождение относится к центральной части Западно-Сибирского артезианского бассейна. В верхнем гидрогеологическом этаже разреза присутствуют 3 водоносных горизонта – четвертичный, атлым-новомихайловский и чеганский.

Наиболее значительным по запасам воды, пригодной к использованию в хозяйственных нуждах, является атлым-новомихайловский горизонт, который залегает на глубине 90–120 м. Воды горизонта пресные гидрокарбонатные магниево-кальциевые с минерализацией 0,1–0,4 г/л.

В Нижневартовском районе, кроме нефти и газа, добывают так же торф и строительные материалы. Запасы месторождения керамзитовых глин, открытого в районе г. Мегион, составляют по категории А+В+С1=2963,1 тыс. м3. Запасы месторождения строительного песка, открытого в 2,5 км. к юго-востоку от Мегиона, составляют 4,8 млн. м3. Кроме того, в районе пос. Варьеган расположено месторождение стекольного песка. В районе пос. Локосово и г. Мегион открыты месторождения глин, пригодных для производства кирпича.

Запасы месторождений строительных материалов используются для строительства автодорог, оснований под кустовое бурение, а так же других производственных нужд.

## 1.2 История освоения месторождения

Хохряковское нефтяное месторождение открыто Главтюменьгеологией в 1972 году. Введено в эксплуатацию в 1985 году в соответствии с технологической схемой разработки месторождения, составленной СибНИИНП в 1978 году.

Геологоразведочные работы, проводившиеся на Хохряковском месторождении, можно условно разделить на два этапа:

первый – до 1976, когда Главтюменьгеологией были подсчитаны и утверждены в ГКЗ СССР балансовые и извлекаемые запасы нефти;

второй – доразведка месторождения и начало ввода его в эксплуатацию в 1985 году. В этот период на месторождении Главтюменнефтегазом были пробурены 6 разведочных и поисковых скважин. Частично функции разведочных скважин выполняли также эксплуатационные скважины – оконтуривание залежи пласта ЮВ, уточнение характера насыщения пластов, отбор керна, отбор глубинных и поверхностных проб нефти и газа.

Залежи нефти выявлены в пластах верхнеюрских отложений васюганской свиты. Подсчет запасов нефти с утверждением в ГКЗ СССР был произведен в 1976 году (протокол №7697 от 29.09.1976 г.) Тюменской тематической экспедицией Главтюменьгеологии по данным бурения 16 разведочных скважин. Геологические запасы нефти при этом оценивались в следующих объемах: по категории С1 – 151,782 тыс. т., по категории С2 – 5744 тыс. т., извлекаемые – соответственно 48570 тыс. т. и 1838 тыс. т. Интенсивное разбуривание месторождения велось с 1838 года. В процессе промышленной эксплуатации появились новые данные о коллекторских свойствах и распространение продуктивных пластов, в частности отмечается расширение контура нефтеносности горизонта ЮВ1в Восточной части месторождения. По результатам бурения разведочных и эксплуатационных скважин, была выявлена новая залежь нефти в пласте ЮВ2, приуроченная к сводовой части центрального поднятия месторождения. Скважины №56, 250, 401, 402, 403, 404, 405, 413, 600, в которых производилось опробование пласта ЮВ2, показали его промышленную нефтеносность. Дебит нефти по объекту изменяется от 7,8 тон в сутки (скв. 401) до 59 тон в сутки (скв. 250).

В целях доразведки пласта ЮВ2 Хохряковского месторождения протоколом ЦКГРП П/О НВНГ №140 от 15.02.1988 г. было принято решение об углублении скважин основного фонда объекта ЮВ1 со вскрытием пласта ЮВ2 на участках месторождения в пределах внутреннего контура нефтеносности. По результатам бурения эксплуатационных скважин была оконтурена и изучена залежь пласта ЮВ2. За счет этого мероприятия удалось более детально изучить особенности геологического строения и местоположения пласта в плане месторождения.

Разбуривание объекта ЮВ1 эксплуатационными скважинами, ведущееся по всей площади месторождения, позволило уточнить границы площади нефтеносности, принятые расчетные параметры по пластам.

За период 1987–1989 гг. на месторождении пробурено 6 разведочных и поисковых скважин. Из них 3 скважины (57п, 58п, 61п) пробурены до коры выветривания с целью оценки нефтеносности доюрских образований. При испытании фундамента в скважине 57п получен приток воды, а в скважине 61п притока не получено. При испытании других пластов от ЮВ2 до коры выветривания притока нефти не получено.

В скважинах 54, 55 опробованы пласты ачимовской толщи. При этом получены притоки воды 27 и 15 т/сут. соответственно. При опробовании пласта ЮВ2 в скважине 56 получен приток нефти, в скважине 61п – нефть с водой, в скважине 58п – 10 т/сут. воды с пленкой нефти.

Все разведочные скважины, пробуренные в период 1987–1989 гг. расположены в контуре нефтеносности. При этом три из них (54, 55, 56) в основной части, 57п – на южном, 61п – на восточном, 58п – на северо-восточном крыле месторождения.

При опробовании ачимовской толщи и коллекторов нижней и средней юры (исключения пласт ЮВ2) получены притоки пластовой воды. Породы фундамента, как показали результаты опробования, также оказались непродуктивными.

Таким образом, проведенные разведочные работы на Хохряковском месторождении позволили открыть залежи нефти в пластах верхней и средней юры. Однако, доразведку месторождения нельзя считать завершенной, так как остались неоконтуренными залежи нефти в пластах ЮВ1 (1) и ЮВ1 (2) на севере ЮВ1 (2) на востоке.

Общий метраж разведочного бурения составляет 65,132 тыс. м в том числе 16,7 тыс. м пробурено П/О НВНГ.

На 1991 год на месторождении пробурено 25 разведочных скважин. Из этого количества 7 скважин ликвидированы. Скважины №3, 4, 8, 15 оказались за контуром нефтеносности.

Таким образом, проведенные геологоразведочные работы в пределах площади характеризуются достаточно большой эффективностью. Полученные материалы позволили уточнить геологическое строение месторождения, границы площади нефтеносности продуктивных пластов, подсчетные параметры и запасы нефти.

# 2. Геологическая часть

## 

## 2.1 Стратиграфия

В геологическом строении Хохряковского месторождения принимают участие отложения палеозойского складчатого фундамента, промежуточного комплекса и терригенные песчано-глинистые отложения платформенного мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

Стратиграфическое расчленение произведено в соответствии с унифицированной корреляционной схемой, утвержденной МСК СССР 30.01.78 г.

**Домезозойские образования.**

На площади работ породы фундамента вскрыты скважиной №7, представлены темными кайнотипными вулканическими базальтами, плотными, подверженными метаморфизму. Вскрытая толщина составляет 2860 м. Возраст датируется предположительно: туринская серия триасовой системы или нижний карбон.

**Мезо-кайнозойские отложения**

На размытой поверхности доюрских образований залегает мощная толща осадочных пород мезокайнозоя. Полный разрез осадочного чехла вскрыт скважиной №7, где его толщина достигает 2753 м.

Мезо-кайнозойские отложения представлены юрской, меловой, палеогеновой, четвертичными системами.

**Юрская система**

Отложения системы развиты повсеместно и представлены тремя отделами. Осадки нижнего и среднего из них слагают континентальную толщу тюменской свиты, которая сложена чередованием аргиллитов темно-серых, плотных, слюдистых и песчаников мелкозернистых, плотных, преобладающих в верхней части свиты, где выделяется пласт Ю2. Для отложений свиты характерно обильное содержание обугленного растительного детрита, углистость и пиритизация органики. Толщина тюменской свиты 420 м.

В составе верхней юры выделяется васюганская (наунакская), георгиевская и баженовская свиты, представленные преимущественно породами морского и прибрежно-морского генезиса.

Васюганская (наунакская) свита (келловей+оксфорд) сложена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. В верхней части преобладают песчаники серые и светло-серые, глинистые, прослоями известковистые, нефтенасыщенные. Алевролиты серые, реже известковистые. В верхней части разреза в основном преобладают аргиллиты темно-серые и серые, плотные, часто алевролитовые. С песчаниками васюганской свиты связана промышленная нефтеносность описываемого месторождения (регионально нефтеносный горизонт Ю1 – пласты Ю11 и Ю12). Толщина 55–70 м. Георгиевская свита (кимеридж) представлена аргиллитами темно-серыми, почти черными, зеленоватыми с глауконитом, известковистыми. Толщина от 1 до 7 м.

Баженовская свита (волжский ярус) завершает разрез верхнеюрских отложений аргиллитами темно-серыми, почти черными, битуминозными, плитчатыми, с включениями конкреций сидерита, пиритизированных обломками фауны и растительных остатков. Толщина свиты составляет 30–40 м.

**Меловая система**

Отложения этой системы развиты повсеместно и представлены осадками всех ярусов обоих отделов.

Нижний отдел включает осадочные образования мегионской, вартовской, алымской и низов покурской свит.

Мегионская свита (берриас + валанжин) сложена аргиллитами темно-серыми, плотными, прослоями известковистыми, в основном слабобитуминозными. В глинистой почве выделяется ачимовская толща песчаников. Толщина песчаной толщи достигает 300 м.

Вартовская свита (готеривский и барремский ярусы) представляют собой частое чередование песчаников, алевролитов и аргиллитов морского и прибрежно-морского генезиса.

На Сургутском и Нижневартовском сводах песчаники вартовской свиты содержат промышленно нефтеносные пласты (группы АВ и БА), разделенные прослоями аргиллитов. В пределах Хохряковского месторождения эти пласты водоносные и нет их четкого разделения, т. к. опесчаниваются прослои аргиллитов, залегающих между ними. Толщина осадков 380–420 м.

Атлымская свита (нижний апт) сложена аргиллитами темно-серыми, плотными, слюдистыми, прослоями слабобитуминозными. В нижней части свиты алевролиты переходят в песчаники (пласт АВ1). В пределах описываемого месторождения алымская свита выделяется условно, по положению в разрезе. Толщина составляет около 50 м.

Нижняя часть покурской свиты (верхний апт+альб) представлена переслаиванием песчано-глинистых разностей, причем более плотные из них приурочены в основном к низам свиты (аптский ярус), где выделяется регионально прослеживаемая кошайская пачка глин. Толщина нижней части около 550–600 м. Верхний отдел меловой системы включает в себя отложения верхней части покурской свиты, а также кузнецовской, березовской и ганькинской свит.

Верхняя часть покурской свиты (сеноман) по литологическому составу близка к нижележащим апт-альбским отложениям, но отличительной чертой является почти полное отсутствие аргиллитов и плотных песчаников и алевролитов, кроме того, характерно присутствие обломков янтаря.

На примыкающей к описываемому месторождению Охтеурьевской площади (северное месторождение) из песчаников верхней части покурской свиты получены промышленные притоки газа. Толщина сеномана около 250 м. Общая толщина покурской свиты достигает 850–900 м.

Кузнецовская свита (турон) представлена морскими глинами темно-серыми с зеленоватым оттенком, плотными, является региональной покрышкой для сеноманских отложений. Толщина свиты 25–32 м.

Ипатовская свита (коньяк-сантонский ярусы) сложена песками и алевролитами, слабоуплотненными, серыми, иногда с глауконитом и глинами серыми, песчаными в верхней части слабоопоковидными. Толщина образований свиты 90–115 м.

Славгородская свита (кампан) сложена глинами серыми, зеленовато-серыми, глинистыми. Толщина 80–105 м.

Ганькинская свита (маастрихт-датский ярусы), завершающая разрез меловых отложений, представлена глинами серыми и зеленовато-серыми, известковистыми, с прослоями мергелей, пропластками глауконито-кварцевых песков. Толщина отложений свиты 115–135 м.

**Палеогеновая система**

На отложениях меловой системы согласно залегает мощная толща морских и континентальных осадков палеоценового, эоценового и олигоценового отделов.

Палеоцен соответствует талицкой свите, сложенной морскими глинами темно-серыми, почти черными, алевритистыми, местами опоковидными, песками и алевролитами, слабосцементированными, кварцевоглауконитовыми. Толщина отложений свиты 75–100 м.

Люлинворская свита, включающая в себя осадки эоцена, делится на две части – нижнюю, сложенную опоками, опоковидными глинами с прослоями кварцево-глауконитовых песков и алевролитов. Верхняя подсвита представлена глинами с зеленовато-серыми, диатомовыми, иногда опоковидными. Глины алевритовые или песчанистые с тонкими прослоями песков и алевролитов. Толщина свиты 100–120 м.

Олигоцен состоит из чеганской, атлымской, новомихайловской, журавской и абросимовской свит.

Чеганская свита (нижний олигоцен), залегающая в кровле морского палеоцена, сложена глинами серыми, зеленовато-серыми, голубоватыми, пластичными, алевритистыми с линзами и пропластками тонкозернистых кварцевых песков и алевролитов. Толщина порядка 15–20 м.

Атлымская свита, залегающая на размытой поверхности чеганских глин, в основании континентальных осадков олигоцена представлена песками разнозернистыми, преимущественно кварцевыми, глинами с бурыми углями. Толщина до 10 м.

Новомихайловская свита сложена песками, глинами, алевритами с прослоями бурых углей. Толщина 10–15 м.

Журавская свита состоит из алевролитов, песков с глауконитом и прослоев глин. Толщина ее осадков 25–30 м.

Абросимовская свита сложена песками, глинами с прослоями бурых углей. Толщина свиты 30–35 м.

**Четвертичная система**

На размытой поверхности континентального палеогена залегают породы четвертичной системы, сложенные аллювиально-озерными, пойменными осадками и образованьями надпойменных террас.

## 2.2 Тектоника

В геологическом строении Западно-Сибирской плиты принимают участие породы, слагающие, как установлено ранее, три структурно-тектонических этажа (СТЭ).

Нижний, палеозойско-допалеозойского возраста, сложен эффузивными, изверженными, сильно дислоцированными осадочными метаморфизованными породами. Эти образования составляют складчатый фундамент и отвечают геосинклинальному этапу развития Западно-Сибирской плиты.

Промежуточный этаж пермско-триасового времени представлен породами парагеосинклинального генезиса, отличающийся меньшей степенью дислоцированности и метаморфизма. И верхний, мезозойско-кайнозойский комплекс, типично платформенный, сложен мощной толщей осадочных образований, сформированных в условиях длительного и устойчивого прогибания фундамента Западно-Сибирской плиты. Этот комплекс отложений изучен, в том числе и глубоким бурением, наиболее полно, слагающие его породы образуют собственно осадочный чехол плиты и с ним связаны основные выявленные промышленные скопления углеводородов.

На тектонической схеме мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западно-Сибирской плиты изучаемый район входит в состав Александровского мегавала – структуры 1 порядка. В структурном плане мегавал линейно вытянут в субмеридиональном простирании, имеет размеры 20–80 Х 300 км и ограничен с запада, северо-запада – Колтогорским и Верхне-Аганским мегапрогибами, а с востока, юго-востока, Восточно-Александровским мегапрогибом и Усть-Тымской впадиной – отрицательными структурными элементами 1 порядка.

В тектоническом отношении Александровский мегавал контролирует ряд месторождений одноименного нефтегазоносного района и характеризуется довольно сложным геологическим строением, так как он сложен наличием ряда валообразных и куполовидных поднятий – структур 2 порядка (Колик-Еганский, Санторской, Пермяковский, Охтеурский и др.). Они, как правило, также имеют вытянутую форму меридионального простирания с юго-востока на северо-запад. Размеры их колеблются от 12х36 км до 13–22х115 км.

Структуры 2 порядка, в свою очередь, также осложняются многочисленными более мелкими локальными поднятиями, но уже третьего порядка. Размеры и форма их весьма разнообразны: от 2х7 км до 5х23 км. С наличием последних и связаны практически все выявленные промышленные скопления нефти в пределах Александровского нефтегазоносного района. В центральной и южной частях Александровского мегавала в пределах его Охтеурского куполовидного поднятия и Криволуцкого вала на Вахском и Чебачьем локальных поднятиях открыты одноименные месторождения нефти в отложениях верхней юры.

В северной части мегавала, на Колик-Еганском валу, в границах Синторского локального поднятия также в юрских отложениях выявлено Хохряковское месторождение нефти. И, наконец, в юго-восточной части Александровского мегавала, на южном продолжении Колик-Еганского вала, на так называемой Лабазной группе локальных поднятий в отложениях васюганской свиты верхней юры было установлено наличие промышленных скоплений нефти на изучаемом Пермяковском месторождении. В дальнейшем по данным глубокого бурения и сейсмики было высказано предположение, что Лабазная группа поднятий, очевидно, тяготеет к юго-восточному продолжению Колик-Еганского вала, так как четкого прогиба между Сикторской и Лабазной группами локальных поднятий не зафиксировано.

Сикторская структура (Хохряковское месторождение) по кровле пласта Ю2 (тюменская свита) оконтуривается изогипсой 2400 м. Амплитуда ее 160 м (наивысшая отметка 2240 м). Структура имеет субмеридиональное простирание. Размер структуры 38,0х12,0 км. Это брахиантиклинальная складка довольно правильной конфигурации. Углы наклона крыльев составляют 203. При этом необходимо отметить, что восточное крыло несколько положе западного.

По кровле коллекторов пласта Ю12+3 Сикторская структура оконтуривается изогибсой – 2400 м. Структурные построения четкие. Амплитуда – 100 м. Размеры 62,0х12,0 км. Простирание субмеридиональное. Это типичная брахиантиклинальная складка довольно правильной конфигурации. В сводовой части структуры выделяются две вершины: довольно больших размеров в южной части и несколько меньше – в северной части. Оконтуриваются они изогибсами 2300 и 2320 м. Восточное крыло несколько положе западного.

По кровле пласта Ю11 структурный план повторяет план пласта Ю12, однако, несколько расширяется площадь сводовых частей. Структура оконтуривается изолинией – 2400 м. Простирание субмеридиональное. В целом, рассматриваемые структурные планы по пластам имеют довольно спокойный характер. Структурные планы довольно четко сохраняются, что свидетельствует об унаследованном характере развития.

## 2.3 Строение залежей нефти

**Залежь пласта ЮВ11.**

Залежь пласта ЮВ11 представлена чередованием пористо-проницаемых пород и плотных пород, сложенных песчаниками, алевролитами, глинами. Вскрыт пласт 18 разведочными скважинами, в разрезе которых встречается от 1 до 4 проницаемых пропластков общей толщиной до 16 м. Нефтенасыщенные толщины выделены по данным ГИС. Нефтеносность их подтверждена испытанием скважины 12.

По результатам бурения пласт Ю11 характеризуется относительной невыдержанностью коллекторов как по площади, так и по разрезу. Так в 6, 7, 8 блоках (северная часть) наблюдается полная глинизация песчаных коллекторов. Та же картина наблюдается во 2 блоке (южная часть).

Пласт Ю11 испытан в 2 скважинах (№4, 12), скважина №4 оказалась за контуром нефтеносности. В скважине 12 пласт Ю11 опробован совместно с пластом Ю12-3. Получен фонтанирующий приток нефти 6,8 м3/сут. (на 3 мм штуцере).

Водо-нефтяной контакт в пределах Ю11 (по промыслово-геофизическим данным) не отбивается.

Во всех скважинах (за исключением скважин, где пласт ЮВ11 – водоносный и заглинизирован) песчаники пласта Ю11 нефтенасыщены до подошвы. Самая низкая отметка подошвы коллектора пласта Ю11, до которой отмечено нефтенасыщение – 2364,7 (скважина 12). Самая высокая отметка кровли коллектора, где он водонасыщен – 2412,0 (скважина 3).

Таким образом, по данным опробования и результатам интерпретации БКЗ нефтенасыщение во всех скважинах (исключая скважины 3, 4, 20) отмечено до подошвы коллекторов (самая низкая отметка – 2364,7 м в скважине 12), до этой отметки доказана и промышленная нефтеносность в этой же скважине – получен фонтанирующий приток нефти дебитом 6,8 м3/сут (на 3 мм штуцере).

Самая высокая отметка кровли водонасыщенного коллектора отмечена в скважине 3 – 2412,0 м.

В связи с тем, что пласты Ю11 и Ю12+3 гидродинамически взаимосвязаны и объединены в горизонт Ю1, представляющий резервуар для единой залежи, водо-нефтяной контакт для верхнего подсчетного объекта (пласт Ю11) принят единым с нижележащим подсчетным объектом (пластом Ю12+3) на отметке-2386 м.

По внешнему контуру нефтеносности при отметке ВНК – 2386 м площадь по подсчетному объекту Ю11 Хохряковского месторождения равна 41,5 км2. Высота залежи – 47,3 м.

**Залежь Пласта Ю12+3.**

Пласт Ю12+3 представлен монолитным песчаником, глинами и является основным объектом разработки Хохряковского месторождения.

Подсчетный объект Ю12+3 на Хохряковском месторождении вскрыт 25 разведочными скважинами на глубинах 2388–2527 м.

По результатам бурения и каротажа пласт Ю12+3 имеет довольно однородное строение в кровле и выдержан по мощности как по разрезу, так и по площади. Однако общая мощность его изменяется от 23,2 до 56 м к сводовой части структуры.

В пределах внутреннего контура нефтеносности пробурено 14 скважин (16, 11, 58п, 14 р, 7, 56 р, 2, 54, 55, 6, 5, 57п, 9 р, 61п). В межконтурной части пробурено 7 скважин (1, 17, 10, 16, 13, 20, 12). За контуром нефтеносности пробурено 4 скважины (3, 15, 8).

Пласт Ю12+3 на Хохряковском месторождении опробован в 14 скважинах (№2, 3, 5, 6, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 20). В скважине №12 он опробован совместно с пластом Ю11.

Промышленная нефтеносность пласта Ю12+3 доказана в 10 скважинах при раздельном опробовании (2, 5, 6, 9, 11, 14, 16, 17, 18, 20) и при совместном опробовании с пластом Ю11 в скважине 12. Дебиты нефти колеблются от 7,0 м3/сут (на 3 мм штуцере) в скважине 14 до 110 м3/сут (на 8 мм штуцере) в скважине 16.

Водо-нефтяной контакт в пределах песчаного коллектора не отбивается. В 11 скважинах песчаные пласты нефтенасыщены до подошвы (№2 – 2362,6 м, №5 – 2361,3 м, №6 – 2350,2 м, №7 – 2367,2 м, №9 – 2371,6 м, №11 – 2370,6 м, №14 – 2371,7 м, №16 – 2385,9 м, №57п – 2350,4 м, №58п – 2373,2 м, №61п – 2362,4 м). В четырех скважинах водо-нефтяной контакт проходит внутри плотных пропластков: скважина №1 – 2386,3–2388,1 м, №12 – 2386,7–2389,7 м, №13 – 2382,9–2385,1 м и №17 – 2383,2–2384,8 м. В четырех скважинах песчаники водонасыщены с кровли: скв. №3 – 2422,1 м, №4 – 2417, 4 м, №8 – 2392,6 м, №15 – 2402,8 м.

Таким образом, самая низкая отметка подошвы пласта, до которой отмечено нефтенасыщение – 2385,9 м в скважине 16 и самая высокая отметка, с которой кровля песчаников водонасыщена – 2392,6 м в скважине 8. Притоки безводной нефти получены с отметок – 2358,6 м (скв. 2), – 2361,9 м (скв. 5), – 2346,1 м (скв. 6), – 2354,6 м (скв. 7), – 2354,8 м (скв. 9), – 2352,4 м (скв. 11), – 2362,7 м (скв. 16).

При совместном опробовании пластов Ю11 и Ю12+3 в скв. 12 с отметок – 2348,7–2379,8 м получен фонтанирующий приток нефти дебитом 6,8 м3/сут (на 3 мм штуцере). В скважине 14 с отметок – 2371 м получен фонтанирующий приток безводной нефти дебитом 7,0 м3/сут (на 3 мм штуцере).

В скважине 17 (при ВНК в интервале абс. отметок – 2383,2–2384,8 м) в интервале абс, отметок – 2373,0–2387,0 м получено 1,2 м3/сут нефти и 1,5 м3/сут воды при Ндин – 735 м, что не противоречит принятому ВНК. По химическому составу (минерализация 8018 мг/л) это фильтрат бурового раствора и пластовой воды.

В скважине 13 в интервале абс. отметок – 2362,3–2378,3 м получена пластовая вода дебитом 1,2 м3/сут с пленкой нефти (при Ндин –1160 м), подошва пласта – 2401,3 м. Поступление воды возможно из второго ствола, в котором водоносные пласты не изолированы.

В скважине 16 при опробовании пласта Ю12 в интервале абс, отметок – 2376,7–2384,7 м получен фонтанирующий приток нефти дебитом 2,5 м3/сут (на 3 штуцере). На забое отмечено наличие пластовой воды. Пласт Ю12 нефтенасыщен до абс. отметок – 2385,9 по данным геофизики. Поступление воды возможно из нижележащего интервала из-за некачественного цементажа эксплуатационной колонны.

Таким образом, по данным опробования и материалам промысловой геофизики водо-нефтяной контакт по пласту Ю12+3 Хохряковского месторождения принят в интервале абс. отметок – 2384,8–2386,6 м. Среднее значение по залежи – 2386 плюс-минус 8 м. Приток безводной нефти получен с абс. отметки – 2379,7 м (скважина 12).

Площадь нефтеносности подсчетного объекта Ю12+3 при принятой абс. отметке ВНК – 2386 м в пределах внешнего контура равна 140,2 км2. Этаж нефтеносности 67 м.

В целом залежь горизонта Ю1 имеет размеры 10,5х18,6 км. Высота залежи 71 м. Залежь – пластовая сводовая с элементами литологического экранирования по отдельным пропласткам и пласту Ю11.

**Залежь пласта Ю2.**

Пласт Ю2 развит в сводовой части структуры и вскрыт тремя разведочными скважинами (56 р, 58п, 61п). Представлен чередованием песчаников и аргиллитов.

Подсчетный объект Ю2 вскрыт на глубинах 2364,8–2409,6 м.

По результатам бурения пласт Ю2 характеризуется невыдержанностью коллекторов как по площади, так и по разрезу. В разрезе встречается от 1 до 5 проницаемых пропластков. Общая мощность пласта колеблется от 12 до 23 м.

Максимальная эффективная толщина отмечена в сводовой части структуры 10,6 м (скважина 56), 21,4 м (скважина 61). Нефтенасыщенные толщины выделены по данным ГИС. Нефтеносность подтверждена испытанием скважин 56, 61.

В пределах внутреннего контура пробурена скважина 56 р. Скважины 12, 9, 7, 14 пробурены за контуром нефтеносности. В скважинах №2, 6, 5, 57 пласт Ю2 заглинизирован.

Пласт Ю2 испытан в 2 скважинах (56, 61), доказана его промышленная нефтеносность.

В скважине 56 с интервала глубин 2448–2452 м (а.о. – 2376,5–2379,5 м) получен приток нефти дебитом 19,3 м3/сут. В скважине 61 с интервала глубин – 2436,5–2441 м (а.о. – 2387–2392,5) получена нефть с водой дебитом 21 м3/сут. Водо-нефтяной контакт как и для пластов Ю11 и Ю12+3 принят на отметке – 2386 м, что подтверждается результатами испытания. Приток безводной нефти получен с абс. отметки – 2379,5 (скважина 56).

Площадь нефтеносности подсчетного объекта Ю2 при принятой отметке ВНК – 2386 м в пределах внешнего контура равна 45 км2. Высота залежи 18 м. Залежь пластовая, сводовая с элементами литологического экранирования.

По промыслово-геофизическим данным на Хохряковском месторождении возможно нефтенасыщены коллектора ачимовской толщи (скважины 1, 2, 6) водо-нефтяной контакт определить не представляется возможным, поэтому о размере залежи судить трудно. Очевидно, она мала по размерам и водоплавающая. Об этом говорят результаты испытания скважин 2, 8, 10, 14, 54, 55.

В сводовой скважине при опробовании в интервале 2306–2314 м (а.о. 2240,3–2248,3 м) получен приток пластовой воды (16 м3/сут) и нефти (0,1 м3/сут) при Ндин – 1127 м. Получение нефти в дальнейшем следует уточнить, так как в скважину в процессе бурения закачивается нефть.

В остальных скважинах (8, 10, 14, 54, 55) получена пластовая вода.

## 2.4 Свойства и состав нефти и нефтяного газа Хохряковского месторождения

Характеристика пластовых газонасыщенных нефтей Хохряковского месторождения изучена на образцах глубинных проб из скважин пласта ЮВ11-2-3 и пласта ЮВ2. Фракционный состав и физико-химические свойства разгазированных нефтей определены по данным анализа 18 проб из 13 скважин пласта ЮВ11-2-3 и 2 проб из 2 скважин пласта ЮВ2. Отбор и исследование нефтей пласта ЮВ1 проводились службами Центральной лаборатории Главтюменьгеологии в период разведочных работ на месторождении (1974–1976 гг.). Глубинные и поверхностные пробы нефти пласта ЮВ2 исследовались при доразведке залежей службами институтов НижневартовскНИПИнефть и СибНИИНП (1986–1988 гг.). Обработка, систематизация и обобщение результатов комплексных исследований нетей и нефтяных газов с целью подготовки исходной информации для составления технологических схем разработки и обустройства месторождения выполнены сотрудниками отдела исследования нефтей и определения ресурсов газа СибНИИНП.

Глубинные пробы пластовой нефти отбирались из фонтанирующих скважин с помощью глубинных пробоотборников типа ПД-ЗМ и ВПП-300. Методическое обеспечение исследований соответствовало требованиям отраслевого стандарта ОСТ 39–112–80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти». Поверхностные пробы нефти отобраны с устья скважин, анализ проб выполнен по стандартным типовым методикам, обязательный перечень которых с указанием действующих ГОСТов приведен в документе ОСТ 39–112–80.

Компонентный состав нефтей и нефтяных газов исследован методами газо-жидкостной хроматографии на аппаратуре типа ЛХМ-8МД, ЦВЕТ-100 и ХРОМ-4. Концентрация компонентов пластовой газонасыщенной нефти определена по методу материального баланса на основании результатов анализа составов разделенных фаз.

Средние значения физических свойств пластовых нефтей в условиях пласта и при различных способах разгазирования представлены в таблице 2.1.

Как следует из данных таблицы 2.1. нефти юрских отложений находятся в условиях повышенных пластовых давлений (24 МПа) и температур (830С). Нефть недонасыщена газом, давление насыщения значительно ниже пластовой и по разрезу изменяется в диапазоне от 7,3 до 12,5 МПа, причем степень недонасыщенности заметно выше у нефтей пласта ЮВ2. Газосодержание нефтей соответствует средним значениям по рассматриваемому нефтегазодобывающему району в целом и составляет 109 м3/т и 75 м3/т соответственно для пластов ЮВ1 и ЮВ2. В условиях пласта и на поверхности нефти легкие и маловязкие. Вязкость пластовой нефти составляет 0,9–1,0 МПа.с. Значение газового фактора, плотности выделившегося газа и разгазированной нефти при дифференциальном (ступенчатом) способе разгазирования приведены по отдельным скважинам и по залежам в целом в таблице 2.1.

В составе пластовых нефтей молярная концентрация метана составляет 21–27%, концентрация его гомологов группы С2Н6 – С5Н12 колеблется около 25%. Нефтяной газ метанового типа, относительно жирный. В зависимости от способа разгазирования пластовой смеси средняя молярная концентрация метана в газе меняется от 52 до 74%.

Несмотря на некоторые отличия (по данным анализов плотность нефти пласта ЮВ2 несколько выше), разгазированные нефти обеих залежей однотипны и однозначно характеризуются как малосернистые, парафинистые, малосмолистые, маловязкие, легкие, с объемным содержанием светлых фракций до 3000С около 50%. Технологический шифр нефтей – 1 Т1П2.

Имеющаяся информация о температуре застывания разгазированных нефтей крайне ограничена и ее достоверность вызывает сомнения из-за присутствия воды в исследуемых пробах. Наиболее вероятная температура потери подвижности нефти – от минус 5 до плюс 20С, что может служить причиной осложнений при транспорте продукции скважин.

Ввиду отсутствия достоверной информации о реологическом поведении продукции скважин при различных режимах движения жидкости (экспериментальные исследования в период разведки и доразведки не проводились), вязкость и плотность водонефтяных смесей в зависимости от температуры определены с помощью расчетных методов на основании известных физико-химических свойств и фракционного состава безводных нефтей. Оценка величины вязкости выполнена для режима, при котором градиент скорости сдвига не ниже 200 С-1. Для уточнения реологических характеристик водонефтяных смесей в области пониженных температур (около 00С) рекомендуется в процессе опытно-промышленной эксплуатации выполнить комплекс лабораторных исследований реальных промысловых эмульсий с учетом фактических условий их движения.

В связи с тем, что разгазированные нефти пластов ЮВ1 и ЮВ2 однотипны и имеют близкие значения физико-химических параметров, характеристику водонефтяных смесей на стадии проектирования рекомендуется принять для месторождения в целом.

Приводимые в таблицах сведения о свойствах нефти и газа при дифференциальном разгазировании ориентированы на принципиальную схему обустройства, включающую термохимическую подготовку обводненной продукции скважин и следующие условия сепарации на ступенях:

1 ступень – давление 0,8 МПа, температура 130С;

2 ступень – давление 0,5 МПа, температура 400С;

3 ступень – давление 0,25 МПа, температура 150С;

4 ступень – давление 0,103 МПа, температура 150С.

Для составления технологической схемы разработки и обустройства месторождения в качестве исходных данных рекомендуется принять параметры нефти и нефтяного газа, определенные для условий дифференциального (ступенчатого) разгазирования пластовой газонасыщенной смеси. Численные значения параметров, приведенные к стандартным условиям (0,1 МПа, 200С), представлены в таблицах настоящего раздела.

## 2.5 Выводы по геологическому строению

1. Отложения горизонта ЮВ1 формировались в условиях флювиальной дельтовой равнины и характеризуются сильной лито-фациальной изменчивостью. Для пласта ЮВ11 характерна глинизация пород. Из-за ограниченности кернового материала судить об условиях формирования и характере распространения пласта ЮВ2 крайне сложно.

2. Коллекторами пласта ЮВ2 являются мелкозернистые, плохо отсортированные песчаники, с невысокими значениями глинистости и карбонатности, которые характеризуются низкими фильтрационно-емкостными параметрами. Среднее значение пористости составляет 15,1%, проницаемости – 2,1х10-3мкм2, водоудерживающей способности – 55,5%.

3. Наиболее неоднородными по своим гранулометрическим характеристикам являются отложения пласта ЮВ12. Коллекторами являются крупнозернистые алевролиты и мелко-, мелко-среднезернистые и среднезернистые песчаники. Алевролиты имеют подчиненное значение. Наибольшим распространением пользуются мелко-, мелко-среднезернистые песчаники среднеотсортированные с невысокой глинистостью и карбонатностью. Среднезернистые песчаники встречаются, в основном, в средней части пласта, имеют малую толщину и развиты в разрезе многих скважин в пределах нефтяной части залежи. При визуальном изучении керна в них удалось установить наличие зон ослабленной цементации, а при детальном микроскопическом описании в таких песчаниках наблюдались крупные поры, не заполненные или частично заполненные каолинитом, иногда сообщающиеся между собой. Такие песчаники характеризуются относительно высокими значениями коллекторских свойств (Кпр до 101.10-3мкм2). На месторождении выделена зона возможного развития таких песчаников. В процессе разработки месторождения в них будут формироваться трещины в связи с влиянием разнообразных гидродинамических процессов. Возможно, что это будет способствовать более быстрому освоению залежи.

4. Продуктивная часть пласта ЮВ11 сложена крупнозернистыми алевролитами, среднеотсортированными, с высоким содержанием пелитовой фракции до 19,6%, со средними значениями: пористости – 17,3%, проницаемости – 4,5.10-3мкм2, водоудерживающей способности – 49,5%.

5. Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов ЮВ12 характеризуются следующими значениями: пористость от 10,9 до 24,3%. Проницаемость изменяется в пределах от 0,2.10-3мкм2 до 101.10-3мкм2.

6. Установлена зависимость проницаемости с гранулометрической характеристикой пород-коллекторов, в частности, с содержанием песчано-алевритовой фракции. С ее увеличением возрастает значение коэффициента проницаемости.

При проведении рентгеноструктурного анализа была установлена прямая связь между содержанием каолинита в цементе и проницаемостью. Содержание набухающих монтмориллонитовых пакетов в составе смешано-слойных глинистых минералов не более 30%, то есть набухаемость в породе не выше 0,2%. Это свидетельствует о том, что в процессе разработки их влияние на изменение фильтрационно-емкостных характеристик пласта будет минимальным.

# 3. Технологическая часть

## 

## 3.1 Проектное решение по разработке месторождения

Хохряковское нефтяное месторождение открыто в 1972 году, введено в разработку в 1985 году на основании «Технологической схемы разработки», составленной СибНИИНП и утвержденной 18.05.1978 года протоколом ЦКР МНП №621. Промышленная нефтеносность связана с юрскими горизонтами ЮВ1 и ЮВ2, разрабатываемых совместно как единый эксплуатационный объект.

В основу проектных решений были положены сведения о бурении 15 разведочных скважин, 12 из которых располагались в пределах контура нефтеносности.

Первоначальные запасы утверждены в ГКЗ СССР в 1976 году (протокол №7697 от 29.09.1976 г.) и составляли:

* балансовые по категориям – С1 – 151,8 млн. т, С2 – 5.7 млн. т;
* извлекаемые по категориям – С1 – 48,6 млн. т, С2 1,8 млн. т.

Проектный коэффициент нефтеотдачи – 0,32.

Основные проектные решения утвержденного «Технологической схемой» варианта разработки следующие:

* выделение одного эксплуатационного объекта разработки – горизонта ЮВ1;
* общий проектный фонд скважин – 472, в том числе 269 добывающих, 123 нагнетательных и 80 резервных;
* размещение скважин по сетке 600 х 600 м с площадным заводнением;
* проектный уровень добычи нефти 1,7 млн. т/год;
* максимальная добыча жидкости 2,2 млн. т/год;
* максимальный объем закачки воды 3,4 млн. м3/год;
* давление на устье нагнетательных скважин – 14 МПа;
* давление на забое добывающих скважин – 15 МПа;
* диаметр эксплуатационных колонн – 146.

В 1986 году по предложению СибНИИНП, решением ЦКР МНП №1187 от18.02.1986 года, утверждено изменение *площадной* системы заводнения на *трехрядную.* Основной проектный фонд остался без изменения: 392 скважины, в том числе 295 добывающих и 97 нагнетательных скважин.

При проведении буровых работ в том же году был выделен и оконтурен горизонт ЮВ2. Протоколами ЦКГР п/о «Нижневартовскнефтегаз» (НВНГ) №№62 и 106 от 09.10.86 г. и 06.08.87 г., соответственно, принято решении о бурении дополнительных 11 скважин на этот пласт.

С целью сокращения объемов попутно добываемой воды и улучшения характеристик вытеснения СибНИИНП в 1988 году предложено пробурить на горизонт ЮВ1 дополнительно 88 скважин в зонах стягивающих рядов (протокол ЦКГР п/о НВНГ №140 от 15.02.88 г.).

В 1990 году на основании результатов геолого-промыслового анализа работы скважин и детальных технико-экономических расчетов СибНИИНП составлена «Дополнительная записка к технологической схеме разработки». В результате обоснования экономической целесообразности оптимизации плотности сетки скважин было рекомендовано бурение дополнительно 171 скважины, в том числе 88 утвержденных в 1988 г. (протокол №276 от 24.05.91 г.).

В процессе эксплуатации Хохряковского месторождения появились новые данные о фильтрационно-емкостных свойствах и распространении продуктивных горизонтов и пластов. Отмечается расширение контура нефтеносности горизонта ЮВ1 в восточной части месторождения. На Центральном и Северном поднятии выявлена новая залежь горизонта ЮВ2. В связи с этим в 1991 году был выполнен оперативный подсчет запасов по данным бурения 432 эксплуатационных и 22 разведочных скважин, по результам которого балансовые запасы в целом по месторождению по категории В + С1 увеличились на 27 702 тыс. т (на 17.9%), по категории С2 уменьшились на 56641 тыс. т и составили 103 тыс. т. Запасы по горизонту ЮВ2 определены по категории В + С1 в объеме 17195 тыс. т.

На основании пересчета запасов нефти и по результатам эксплуатации приконтурных скважин СибНИИНП принято решение об отмене бурения 10 и размещение 55 дополнительных скважин.

В 1992 году в связи с ужесточением работ скважин в природоохранных зонах на Хохряковском месторождении было принято решение об отмене бурения 5 скважин (протокол НГДУ «Нижневартовскнефть» от 05.11.92 г.).

В связи с неоднократным уточнением проектных решений и появлением дополнительной информации о геологическом строении продуктивных пластов специалистами СибНИИНП в 1994 – 95 гг. подготовлено «Дополнение к технологической схеме разработки Хохряковского месторождения». Основные проектные решения (протокол ЦКР №1877 от 20.09.1995 г.) принятого ***2а варианта*** разработки (коэффициент нефтеизвлечения достигает 0.32) изложены ниже:

* общий проектный фонд скважин составляет 692 ед., в том числе 469 добывающих и 223 нагнетательных скважины;
* бурение новых скважин: 71 добывающая, 39 нагнетательных скважин основного и 121 скважина резервного фонда;
* предусмотрена интенсификация системы заводнения путем организации блочно-замкнутых элементов разработки;
* проведение ГТМ по интенсификации добычи нефти из пробуренного фонда, включая кислотные обработки и дострел нефтенасыщенных толщин горизонта ЮВ2 в 84 добывающих и 59 нагнетательных скважинах;
* средняя плотность сетки скважин – 20,3 га/скв;
* проведение работ по гидроразрыву пласта (ГРП) на 94 скважинах;
* организация пробной эксплуатации горизонта ЮВ2 – на 35 добывающих скважинах основного, 20 скважинах резервного фонда и на 33 нагнетательных скважинах;
* проектный уровень добычи нефти – 1,97 млн. т/год;
* максимальный объем закачки воды 4,8 млн. м3/год;
* максимальная добыча жидкости 2,86 млн. т/год;

В связи с уточнением геологического строения горизонта ЮВ2, по согласованию с авторами проекта, были внесены изменения в схему размещения проектных скважин на этот объект. Отменено бурение 17 проектных скважин и предложено бурение 2 добывающих скважин резервного фонда в качестве уплотняющих на горизонт ЮВ1. Согласовано размещение 16 дополнительных скважин резервного фонда в районе скважины №71Р на пласт ЮВ1 (13 добывающих и 3 нагнетательные скважины).

В 2002 году ОАО «СибНИИНП» произведен пересчет запасов месторождения. По состоянию разведанности и за вычетом добычи на 1.01.2003 г. геологические запасы нефти Хохряковского месторождения оцениваются в количестве 248 980 тыс. т. по категории В+С1.

В это же время ЗАО «Тюменский Институт Нефти и Газа» выполнил работу «Технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти Хохряковского месторождения» [1] (протокол ЦКР №816-дсп от 21 марта 2003 г.), определяющую технологический КИН равным 0,331. Таким образом, запасы составили:

* геологические по категориям – В+С1 – 248,9 млн. т.

*в т.ч. по пласту ЮВ1 232,8 млн. т*

*по пласту ЮВ2 16,1 млн. т*

* извлекаемые по категориям – В+С1 – 62,1 млн. т.

*в т.ч. по пласту ЮВ1 57,6 млн. т*

*по ласту ЮВ2 4,4 млн. т*

В настоящее время на Хохряковском месторождении реализована пятирядная система разработки. Особенность ее в том, что расстояние между нагнетательными и первым рядом добывающих скважин в два раза больше, чем расстояние между внутренними рядами добывающих скважин. Преимуществом такой системы разработки является то, что наряду с увеличением коэффициента охвата, уплотнение зоны стягивания в процессе разработки приводит к снижению водонефтяного фактора, улучшаются характеристики вытеснения. При необходимости изменения системы заводнения на месторождении, ее развитие может заключаться в формировании блочно-замкнутой, что и предусмотрено решениями последнего проектного документа – «Дополнением к технологической схеме разработки» (протокол ЦКР №1877 от 20.09.1995 г.).

## 3.2 Сопоставление проектных и фактических показателей разработки Хохряковского месторождения в 2004 году

Сравнение проектных и фактических показателей представлены в таблице 3.1.

Добыча жидкости в 2004 году достигла 5526,1 тыс. тонн, добыча нефти составила 3500,6 тыс. тонн. По проекту предусматривалось к этому времени добыть всего 1210 тыс. тонн. Закачка воды в 2003 году составила 8122,1 тыс. м3, что почти вдвое больше проектного значения.

На 01.01.04 г. накопленная добыча нефти на Хохряковском месторождении составила 33 667 тыс. т., при проектном значении 25 814 тыс. т. Накопленная добыча жидкости составила 41 234 тыс. т., при проектном значении 35 500 тыс. т.

Таблица 3.1. Сопоставление проект-факт по Хохряковскому месторождению на 2004 год

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование показателей | Ед. изм. | План | Факт |
| Добыча нефти всего  в т.ч. из новых | тыс. т | 1210  0 | 3500,6  9,0 |
| Добыча жидкости всего  в т.ч. из новых | тыс. т | 2581  0 | 5526,1  17,4 |
| Закачка воды | тыс. м3 | 4105,9 | 8122,1 |
| Фонд добывающих скважин | шт. | 474 | 499 |
| Действующий фонд добывающих скважин | шт. | 435 | 374 |
| Фонд нагнетательных скважин | шт. | 151 | 221 |
| Действующий фонд нагнетат. скважин | шт. | 138 | 183 |
| Средний дебит скважин  по жидкости  по нефти  в т.ч. новых скважин  по жидкости  по нефти | т/сут  т/сут  т/сут  т/сут | 16,3  7,6  0  0 | 47,4  30,0  43,9  22,7 |
| Средняя обводненность  в т.ч. новых скважин | %  % | 53,1  0 | 36,6  48,2 |
| Средняя приемистость | м3/сут | 73,6 | 141,9 |

На рис. 3.1. и 3.2. приведена динамика основных технологических показателей разработки Хохряковского месторождения за 2003 год и карта текущего состояния разработки объекта ЮВ1 на 01.2004 г.

Темп отбора от НИЗ в 2004 году составил 3%. Коэффициент нефтеизвлечения и отбор от НИЗ в 2004 году составили 12,1% и 36,5% соответственно.

Проектом предусматривалось завершения бурения в 1998 году. Фактически в 2004 году из бурения введено 7 новые добывающие скважины (№931, 932, 1024).

## 3.3 Фонд добывающих скважин и показатели его эксплуатации в 2004 году

Изменение структуры фонда добывающих приведено в табл. 3.2.

Таблица 3.2. Динамика фонда добывающих скважин Хохряковского месторождения

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *Характер скважин* | Состояние | на 1.01.03 | | на 1.01.04 | |
| Добывающие | Всего | | 568 | | 548 | |
| Действующий | | 371 | | 374 | |
| В бездействии | | 136 | | 125 | |
| В освоении | | 1 | | 0 | |
| Эксплуатационный | | 508 | | 499 | |
| В консервации | | 43 | | 28 | |
| В пьезометре | | 13 | | 10 | |
| В ожид ликв. | | 2 | | 3 | |
| Ликвидир. | | 2 | | 3 | |
| Действующий | | 155 | | 183 | |
| В бездействии | | 27 | | 33 | |
| В освоении | | 10 | | 5 | |
| Эксплуатационный | | 192 | | 221 | |
| В консервации | | 4 | | 4 | |
| В пьезометре | | 4 | | 4 | |

По состоянию на 01.01.2004 года на Хохряковском месторождении насчитывалось 548 добывающих скважин (см. табл. 3.2.). При этом эксплуатационных нефтяных скважин – 499 (91,0%), действующих – 374 (68,2%). По сравнению с прошлым годом добывающий фонд по месторождению уменьшился на 20 скважин, а действующий увеличился на 3 скважины.

В 2004 году по разным причинам в неработающий фонд выбыло 29 скважин. Под закачку из действующего нефтяного фонда в течение 2004 года переведено 17 скважин.

Суммарные суточные потери по нефтяным скважинам, выбывшим в неработающий фонд, составили 193,7 тонн по нефти и 996,3 тонны по жидкости. Средний дебит нефти и обводненность составили 6,7 т/сут и 80,6% соответственно.

Суммарные суточные потери по действующим нефтяным скважинам, перешедшим в фонд ППД, составили 78,8 тонн по нефти и 368,8 тонны по жидкости. Средний дебит нефти и обводненность составили 4,6 т/сут и 78,6% соответственно.

В 2003 году в ходе проведения геолого-технологических мероприятий из неработающего нефтяного фонда запущено в работу 46 скважин. На 01.01.04 г. средний дебит нефти по этой группе скважин составил 9,1 т/сут, жидкости 30,0 т/сут и обводненность 69,5%. Суммарная суточная добыча составила 420,4 тонн нефти и 1379,7 тонн жидкости. Кроме того, из нефтяного неработающего фонда 10 скважин переведены в ППД и запущены под закачку со средней приемистостью 200 м3/сут. Ниже в таблице 3.3. приведено распределение скважин действующего фонда, выбывшего в 2003 году в неработающий фонд по дебиту нефти и обводненности.

Таким образом, по состоянию на 01.01.2004 года в действующем добывающем фонде находится 374 скважины.

В таблице 3.4. приведено распределение действующего фонда скважин по дебитам жидкости и обводненности на 01.01.04 г. Рассматривая результаты распределения можно сделать следующие выводы:

С дебитами жидкости до 20 т/сут работает 69 скважин (18,4% действующего фонда), из них 29 скважин имеют обводненность менее 30% (по этим скважинам возможно проведение мероприятия по интенсификации притока).

В интервале дебитов жидкости от 20 до 50 т/сут работают 142 скважины (37,9%), основная часть которых 75 скважин (52,8%) имеют обводненность ниже 30% и только 17 скважин (11,9%) имеют обводненность выше 80%.

Таблица 3.3. Распределение действующего фонда скважин выбывшего в неработающий фонд в 2003 году по состоянию на 01.12.04 г.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Дебит нефти, т/сут | Обводнённость, % | | | | | Итого |
| 0 – 10 | 10 – 30 | 30 – 60 | 60 – 80 | 80 – 100 |
| 0 – 3 | 3 | 2 | 1 | 0 | 10 | **16** |
| 3 – 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | **1** |
| 5 – 10 | 0 | 0 | 1 | 2 | 2 | **5** |
| 10 – 20 | 2 | 1 | 0 | 0 | 1 | **4** |
| 20 – 40 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 | **3** |
| **Итого** | **6** | **3** | **3** | **3** | **14** | **29** |

В интервале дебитов жидкости от 50 до 80 т/сут работают 112 скважин (29,9%), часть из которых 44 скважин (39,2%) имеют обводненность ниже 30% и 19 скважин (16,9%) имеют обводненность выше 80%.

Таблица 3.4. Распределение действующего фонда скважин по дебитам жидкости и обводненности по состоянию на 1.01.2005 год

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Дебит жидкости, т/сут | Обводнённость, % | | | | | Итого |
| 0 – 10 | 10 – 30 | 30 – 60 | 60 – 80 | 80 – 100 |
| 0 – 10 | 2 | 8 | 8 | 5 | 3 | 26 |
| 10 – 20 | 6 | 13 | 7 | 7 | 10 | 43 |
| 20 – 50 | 24 | 51 | 33 | 17 | 17 | 142 |
| 50 – 80 | 8 | 36 | 22 | 27 | 19 | 112 |
| 80 – 100 | 6 | 9 | 5 | 4 | 4 | 28 |
| 100 – 150 | 4 | 3 | 9 | 0 | 2 | 18 |
| 150 – 200 | 0 | 1 | 0 | 1 | 2 | 4 |
| 200 – 250 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 250 – 300 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 |
| **Итого** | **50** | **121** | **84** | **61** | **58** | **374** |

С дебитом жидкости более 80 т/сут работают 51 скважина (13,6%), из них 23 скважины (45,0%) работают с обводненностью ниже 30%, и только 9 скважин имеют обводненность выше 80%.

Из распределения действующего фонда скважин по дебитам нефти (рис. 3.3.) видно, что 12,2% действующего фонда (60 скважин) являются малодебитными (дебит нефти < 5 т/сут), 30,4% (114 скважины) работает с дебитом нефти от 5 до 20 т/сут и 53,4% (200 скважин) имеют дебит более 20 т/сут.

Рис. 3.3. Распределение действующего фонда скважин Хохряковского месторождения по дебитам нефти за 2003–2004 гг.



Распределение действующего фонда скважин месторождения по обводненности (рис. 3.4.) показало, что 45.7% действующего фонда (171 скважин) работают с долей воды в продукции менее 30%, 145 скважин (38,7%) относятся к группе скважин с обводненностью от 30 до 80% и 58 скважин (15,6%) обводнены более чем на 80%.

Рис. 3.4. Распределение действующего фонда скважин Хохряковского месторождения по обводненности за 2003–2004 гг.



Таким образом, из распределения действующего нефтяного фонда по основным показателям работы можно сделать следующие выводы:

– по месторождению за период 2003 года наблюдается незначительный рост действующего фонда скважин;

– наблюдается рост обводненного фонда на фоне снижения высокодебитного фонда скважин.

# 

# 4. Техническая часть

## 

## 4.1 Установки погруженных центробежных электронасосов

Установки погружных центробежных насосов в модульном исполнении УЭЦНМ и УЭЦНМК предназначены для откачки из нефтяных скважин, в том числе и наклонных**,** пластовой жидкости, содержащей нефть, воду, газ, механические примеси.

Установки имеют два исполнения – обычное и коррозионно-стойкое. Пример условного обозначения установки при заказе: УЭЦНМ5–125–1200 ВК02 ТУ 26–06–1486 – 87, при переписке и в технической документации указывается: УЭЦНМ5–125–1200 ТУ 26–06–1486 – 87, где У – установка; Э – привод от погружного двигателя; Ц – центробежный; Н – насос; М – модульный; 5 – группа насоса; 125 – подача, м3/сут: 1200 – напор, м; ВК – вариант комплектации; 02 – порядковый номер варианта комплектации по ТУ.

Для установок коррозионно-стойкого исполнения перед обозначением группы насоса добавляется буква «К».

Показатели технической и энергетической эффективности приведены в табл. 4.1. Номинальные значения к.п.д. установки соответствуют работе на воде.

### Таблица 4.1. Показатели технической и энергетической эффективности

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Установки | Номи-нальная подача, м3/сут | Номи-наль-ный напор, м | Мощ-ность, кВт | К. п. д., % | K. п. д. насоса, % | Макси-мальная плотность водонефтя-ной смеси, кг/м3 | Рабочая часть характеристики | |
| подача, м3/сут | напор, м |
| УЭЦНМ5–50–1300 | 50 | 1360 | 23 | 33,5 | 43 | 1400 | 25 – 70 | 1400–1005 |
| УЭЦНМК5–50–1300 |  | 1360 | 23 | 33,5 |  | 1400 |  | 1400–1005 |
| УЭЦНМ5–50–1700 |  | 1725 | 28,8 | 34 |  | 1340 |  | 1780–1275 |
| УЭЦНМК5–50–1700 |  | 1725 | 28,8 | 34 |  | 1340 |  | 1780–1275 |
| УЭЦНМ5–80–1200 | 80 | 1235 | 26,7 | 42 | 51,5 | 1400 | 60 – 115 | 1290 – 675 |
| УЭЦНМК5–80–1200 |  | 1235 | 26,7 | 42 |  | 1400 |  | 1290 – 675 |
| УЭЦНМ5–80–1400 |  | 1425 | 30,4 | 42,5 |  | 1400 |  | 1490–1155 |
| УЭЦНМК5–80–1400 |  | 1425 | 30,4 | 42,5 |  | 1400 |  | 1490–1155 |
| УЭЦНМ5–80–1550 |  | 1575 | 33,1 | 42,5 |  | 1400 |  | 1640 – 855 |
| УЭЦНМК5–80–1550 |  | 1575 | 33,1 | 42,5 |  | 1400 |  | 1640 – 855 |
| УЭЦНМ5–80–1800 |  | 1800 | 38,4 | 42,5 |  | 1360 |  | 1880 – 980 |
| УЭЦНМК5–80–1800 |  | 1800 | 38,4 | 42,5 |  | 1360 |  | 1880 – 980 |
| УЭЦНМ5–125–1000 | 125 | 1025 | 29,1 | 50 | 58,5 | 1240 | 105 – 165 | 1135 – 455 |
| УЭЦН MK5–125–1000 |  | 1025 | 29,1 | 50 |  | 1240 |  | 1135 – 455 |
| УЭЦНМ5–125–1200 |  | 1175 | 34,7 | 48 |  | 1400 |  | 1305 – 525 |
| УЭЦН MK5–125–1200 |  | 1175 | 34,7 | 48 |  | 1400 |  | 1305 – 525 |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** |
| УЭЦН MK5–125–1300 |  | 1290 | 38,1 | 48 |  | 1390 |  | 1440 – 575 |
| УЭЦН M5–125–1800 |  | 1770 | 51,7 | 48,5 |  | 1400 |  | 1960 – 785 |
| УЭЦНMK5–125–1800 |  | 1770 | 51,7 | 48,5 |  | 1400 |  | 1960 – 785 |
| УЭЦНМ5–200–800 | 200 | 810 | 46 | 40 | 50 | 1180 | 150 – 265 | 970 – 455 |
| УЭЦНМ5–200–1000 |  | 1010 | 54,5 | 42 |  | 1320 |  | 1205 – 565 |
| УЭЦНМ5–200–1400 |  | 1410 | 76,2 | 42 |  | 1350 |  | 1670 – 785 |
| УЭЦНМ5А-160–1450 | 160 | 1440 | 51,3 | 51 | 61 | 1400 | 125 – 205 | 1535 – 805 |
| УЭЦНМК5А-160–1450 |  | 1440 | 51,3 | 51 |  | 1400 |  | 1535 – 905 |
| УЭЦНM5A-160–1600 |  | 1580 | 56,2 | 51 |  | 1300 |  | 1760–1040 |
| УЭЦНМК5А-160–1600 |  | 1580 | 56,2 | 51 |  | 1300 |  | 1760–1040 |
| УЭЦНМ5А-160–1750 |  | 1750 | 62,3 | 51 |  | 1300 |  | 1905–1125 |
| УЭЦНMK5A-160–1750 |  | 1750 | 62,3 | 51 |  | 1400 |  | 1905–1125 |
| УЭЦНM5A-250–1000 | 250 | 1000 | 55,1 | 51,5 | 61,5 | 1320 | 195 – 340 | 1140 – 600 |
| УЭЦНMK5A-250–1000 |  | 1000 | 55,1 | 51,5 |  | 1320 |  | 1140 – 600 |
| УЭЦНМ5А-250–1100 |  | 1090 | 60,1 | 51,5 |  | 1210 |  | 1240 – 650 |
| УЭЦНМК5А-250–1100 |  | 1090 | 60,1 | 51,5 |  | 1210 |  | 1240 – 650 |
| УЭЦНM5A-250–1400 |  | 1385 | 76,3 | 51,5 |  | 1360 |  | 1575 – 825 |
| УЭЦНMK5A-250–1400 |  | 1385 | 76,3 | 51,5 |  | 1360 |  | 1575 – 825 |
| УЭЦНМ5А-250–1700 |  | 1685 | 92,8 | 51,5 |  | 1120 |  | 1920–1010 |
| УЭЦНМК5А-250–1700 |  | 1685 | 92,8 | 51,5 |  | 1120 |  | 1920–1010 |

Показатели назначения по перекачиваемым средам следующие:

среда – пластовая жидкость (смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа);

максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и к. п. д. – 1 мм2/с;

водородный показатель попутной воды рН 6,0 – 8,5;

максимальное массовое содержание твердых частиц – 0,01% (0,1 г/л);

микротвердость частиц – не более 5 баллов по Моосу;

максимальное содержание попутной воды – 99%;

максимальное содержание свободного газа у основания двигателя – 25%, для установок с насосными модулями-газосепараторами (по вариантам комплектации) – 55%, при этом соотношение в откачиваемой жидкости нефти и воды регламентируется универсальной методикой подбора УЭЦН к

нефтяным скважинам (УМП ЭЦН-79);

максимальная концентрация сероводорода: для установок обычного исполнения – 0,001% (0,01 г./л); для установок коррозионностойкого исполнения – 0,125% (1,25 г./л);

температура перекачиваемой жидкости в зоне работы погружного агрегата – не более 90 °С.

Для установок, укомплектованных кабельными линиями К43, в которых взамен удлинителя с теплостойким кабелем марки КФСБ используется удлинитель с кабелем марки КПБП, температуры должны быть не более:

для УЭЦНМ5 и УЭЦНМК5 с двигателем мощностью 32 кВт – 70 °С;

для УЭЦНМ5, 5А и УЭЦНМК5, 5А с двигателями мощностью 45 – 125 кВт – 75 °С;

для УЭЦНМ6 и УЭЦНМК6 с двигателями мощностью 90 – 250 кВт – 80 °С.

Максимальная плотность водонефтяной смеси указана в табл. Значения к.п.д. насоса и к.п.д. насосного агрегата (см. табл. 4.1.) соответствуют работе на воде плотностью 1000 кг/м3.

Масса насоса и насосного агрегата и габаритные размеры насоса и насосного агрегата приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Установка | Длина насосного агрегата, мм, не более | Длина насоса, мм, не более | Масса, кг, не более | |
| насосного агрегата | насоса |
| УЭЦНМ5–50–1300 | 15522 | 8252 | 626 | 280 |
| УЭЦНМК5–50–1300 | 15522 | 8252 | 633 | 287 |
| УЭЦНМ5–50–1700 | 17887 | 10617 | 705 | 359 |
| УЭЦНМК5–50–1700 | 17887 | 10617 | 715 | 369 |
| УЭЦНМ5–80–1200 | 16232 | 8252 | 602 | 256 |
| УЭЦНМК5–80–1200 | 16232 | 8252 | 610 | 264 |
| УЭНЦМ5–80–1400 | 18227 | 9252 | 684 | 290 |
| УЭЦНМК5–80–1400 | 18227 | 9252 | 690 | 296 |
| УЭЦНМ5–80–1550 | 19592 | 10617 | 720 | 326 |
| УЭЦНМК5–80–1550 | 19592 | 10617 | 745 | 333 |
| УЭЦНМ5–80–1800 | 20227 | 11252 | 750 | 356 |
| УЭЦНМК5–80–1800 | 20227 | 11252 | 756 | 362 |
| УЭЦНМ5–125–1000 | 15522 | 8252 | 628 | 282 |
| УЭЦНМК5–125–1000 | 15522 | 8252 | 638 | 292 |
| УЭЦНМ5–125–1200 | 17217 | 9252 | 709 | 315 |
| УЭЦНМК5–125–1200 | 17217 | 9252 | 721 | 327 |
| УЭЦНМ5–125–1300 | 18582 | 10617 | 755 | 361 |
| УЭЦНМК5–125–1300 | 18582 | 10617 | 767 | 373 |
| УЭЦНМ5–125–1800 | 24537 | 13617 | 1103 | 463 |
| УЭЦНМК5–125–1800 | 24537 | 13617 | 1122 | 482 |
| УЭЦНМ5–200–800 | 18582 | 10617 | 684 | 290 |
| УЭЦНМ5–200–1000 | 24887 | 12617 | 990 | 350 |
| УЭЦНМ-200–1400 | 30277 | 17982 | 1199 | 470 |
| УЭЦНМ5А-160–1450 | 19482 | 10617 | 976 | 416 |
| УЭЦНМК5А-160–1450 | 19482 | 10617 | 990 | 430 |
| УЭЦНМ5А-160–1600 | 20117 | 11252 | 997 | 437 |
| УЭЦНМК5А-160–1600 | 20117 | 11252 | 1113 | 453 |
| УЭЦНМ5А-160–1750 | 24272 | 12617 | 1262 | 492 |
| УЭЦНМК5А-160–1750 | 24272 | 12617 | 1278 | 508 |
| УЭЦНМ5А-250–1000 | 20117 | 11252 | 992 | 432 |
| УЭЦНМК5А-250–1000 | 20 117 | 11252 | 1023 | 463 |
| УЭЦНМ5А-250–1100 | 21482 | 12617 | 1044 | 484 |
| УЭЦНМК5А-250–1100 | 21 482 | 12617 | 1079 | 518 |
| УЭЦНМ5А-250–1400 | 27637 | 15982 | 1385 | 615 |
| УЭЦНМК5А-250–1400 | 27637 | 15982 | 1428 | 658 |
| УЭЦНМ5А-250–1700 | 30637 | 18982 | 1498 | 728 |
| УЭЦНМК5А-250–1700 | 30637 | 18982 | 1551 | 783 |

Установки УЭЦНМ и УЭЦНМК (рис. 4.1.) состоят из погружного насосного агрегата, кабеля в сборе 6, наземного электрооборудования – трансформаторной комплектной подстанции (индивидуальной КТППН или кустовой КТППНКС) 5.

Вместо подстанции можно использовать трансформатор и комплектное устройство.

Насосный агрегат, состоящий из погружного центробежного насоса 7 и двигателя 8 (электродвигатель с гидрозащитой), спускается в скважину на колонне насосно-компрессорных труб 4. Насосный агрегат откачивает пластовую жидкость из скважины и подает ее на поверхность по колонне НКТ.

Кабель, обеспечивающий подвод электроэнергии к электродвигателю, крепится к гидрозащите, насосу и насосно-компрессорным трубам металлическими поясами 3, входящими в состав насоса.

Комплектная трансформаторная подстанция (трансформатор и комплектное устройство) преобразует напряжение промысловой сети до значения оптимального напряжения на зажимах электродвигателя с учетом потерь напряжения в кабеле и обеспечивает управление работой насосного агрегата установки и ее защиту при аномальных режимах. Насос – погружной центробежный модульный. Обратный клапан 1 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. Обратный клапан ввинчен в модуль – головку насоса, а спускной – в корпус обратного клапана.

Спускной клапан 2 служит для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме насосного агрегата из скважины.

Допускается устанавливать клапаны выше насоса в зависимости от газосодержания у сетки входного модуля насоса. При этом клапаны должны располагаться ниже сростки основного кабеля с удлинителем, так как в

противном случае поперечный габарит насосного агрегата будет превышать допустимый, указанный в табл. 4.2.

Для откачивания пластовой жидкости, содержащей свыше 25 – до 55% (по объему) свободного газа у приемной сетки входного модуля, к насосу подключают насосный модуль – газосепаратор.

Двигатель – асинхронный погружной, трехфазный, короткозамкнутый, двухполюсный, маслонаполненный.

Установки могут комплектоваться двигателями типа 1ПЭД по ТУ 16–652.031 – 87, оснащенными системой контроля температуры и давления пластовой жидкости.

При этом установки должны комплектоваться устройством комплектным ШГС 5805–49ТЗУ1.

Соединение сборочных единиц насосного агрегата – фланцевое (на болтах и шпильках), валов сборочных единиц – при помощи шлицевых муфт.

Соединение кабеля в сборе с двигателем осуществляется при помощи муфты кабельного ввода.

Подключательный выносной пункт предназначен для предупреждения прохождения газа по кабелю в КТППН (КТППНКС) или комплектное устройство.

Оборудование устья скважины обеспечивает подвеску колонны НКТ с насосным агрегатом и кабелем в сборе на фланце обсадной колонны, герметизацию затрубного пространства, отвод пластовой жидкости в выкидной трубопровод.

Комплектность установок приведена в табл. 4.3. Погружной центробежный модульный насос (в дальнейшем именуемый «насос») – многоступенчатый вертикального исполнения. Насос изготовляют в двух исполнениях: обычном ЭЦНМ и коррозионностойком ЭЦНМК.

Насос состоит из входного модуля, модуля-секции (модулей-секций), модуля-головки, обратного и спускного клапанов (рис. 4.2). Допускается уменьшение числа модулей-секций в насосе при соответствующем укомплектовании погружного агрегата двигателем необходимой мощности (см. табл. 4.3).Для откачивания пластовой жидкости, содержащей у сетки входного модуля насоса свыше 25% (по объему) свободного газа, к насосу следует подсоединить насосный модуль – газосепаратор (рис. 4. 3).

Газосепаратор устанавливается между входным модулем и модулем-секцией.

Соединение модулей между собой и входного модуля с двигателем – фланцевое. Соединения (кроме соединений входного модуля с двигателем и входного модуля с газосепаратором) уплотняются резиновыми кольцами.

Соединение валов модулей-секций между собой, модуля-секции с валом входного модуля, вала входного модуля с валом гидрозащиты двигателя осуществляется шлицевыми муфтами.

Соединение валов газосепаратора, модуля-секции н входного модуля между собой также осуществляется при помощи шлицевых муфт.

Валы модулей-секций всех групп насосов, имеющих одинаковые длины корпусов (2, 3 и 5 м), унифицированы по длине. Валы модулей-секций и входных модулей для насосов обычного исполнения изготовляют из калиброванной коррозионно-стойкой высокопрочной стали марки ОЗХ14Н7В и имеют на торце маркировку «НЖ», для насосов повышенной коррозионностойкости – из калиброванных прутков из сплава Н65Д29ЮТ-ИШ К-монель и имеют на торцах маркировку «М».

Рабочие колеса и направляющие аппараты насосов обычного исполнения изготовляют из модифицированного серого чугуна, насосов коррозионностойкого исполнения – из модифицированного чугуна ЧН16Д7ГХШ типа «нирезист». Рабочие колеса насосов обычного исполнения можно изготовлять из радиационно-модифицированного полиамида.

Модуль-головка состоит из корпуса, с одной стороны которого имеется внутренняя коническая резьба для подсоединения обратного клапана (насосно-компрессорной трубы), с другой стороны – фланец для подсоединения к модулю-секции двух ребер и резинового кольца. Ребра прикреплены к корпусу модуля-головки болтом с гайкой и пружинной шайбой. Резиновое кольцо герметизирует соединение модуля-головки с модулем-секцией.

Модули-головки насосов группы 5 и 5А имеют резьбу муфты насосно-компрессорной гладкой трубы 73 ГОСТ 633 – 80.

Модуль-головка насосов группы 6 имеет два исполнения: с резьбой муфты 73 и 89 ГОСТ'633 – 80.

Модуль-головка с резьбой 73 применяется в насосах с номинальной подачей до 800 м3/сут, с резьбой 89 – более 800 м3сут.

Модуль-секция состоит из корпуса, вала, пакета ступеней (рабочих колес и направляющих аппаратов), верхнего подшипника, нижнего подшипника, верхней осевой опоры, головки, основания, двух ребер и резиновых колец. Число ступеней в модулях-секциях указано в табл. 4. 4. Соединение модулей-секций между собой, а также резьбовые соединения и зазор между корпусом и пакетом ступеней герметизируются резиновыми кольцами.

Ребра предназначены для защиты плоскогокабеля с муфтой от механических повреждений о стенку обсадной колонны при спуске и подъеме насосного агрегата. Ребра прикреплены к основанию модуля-секции болтом с гайкой и пружинной шайбой.

Грань головки модуля-секции, имеющая минимальное угловое смещение относительно поверхности основания между ребрами, помечена пятном краски для ориентирования относительно ребер другого модуля-секции при монтаже на скважине.

Модули-секции поставляются опломбированными гарантийными пломбами-клеймом предприятия-изготовителя на паяных швах.

Входной модуль состоит из основания с отверстиями для прохода пластовой жидкости, подшипниковых втулок и сетки, вала с защитными втулками и шлицовой муфты для соединения вала модуля с валом гидрозащиты.

При помощи шпилек модуль верхним концом подсоединяется к модулю-секции. Нижний конец входного модуля присоединяется к гидрозащите двигателя.

Входной модуль для насосов группы 6 имеет два исполнения: одно – с валом диаметром 25 мм – для насосов с подачами 250, 320, 500 и 800 м3/сут, другое – с валом диаметром 28 мм – для насосов с подачами 1000, 1250 м3/сут.

Входные модули и модули-секции поставляются опломбированными консервационными пломбами-пятнами синей или зеленой краски на гайках и болтах (шпильках) фланцевых соединений.

Обратные клапаны насосов групп 5 и 5А, рассчитанных на любую подачу, и группы 6 с подачей до 800 м3/сут включительно конструктивно одинаковы и имеют резьбы муфты насосно-компрессорной гладкой трубы 73 ГОСТ 633 – 80. Обратный клапан для насосов группы 6 с подачей свыше 800 м3/сут имеет резьбы муфты насосно-компрессорной гладкой трубы 89 ГОСТ 633 – 80.

Спускные клапаны имеют такие же исполнения по резьбам, как обратные.

Таблица 4.4.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Насос | Показатели | | | | Число модулей-секций | | | | Число ступеней | | | |
| Пода-ча, м3/сут | Напор, м | Мощ-ность, кВт | К. п. д. насоса,% | Общее | №2 | №3 | №5 | Общее | в модуле-секции | | |
| №2 | №3 | №5 |
| ЭЦНМ5–50–1300 | 50 | 1360 | 17,94 | 43 | 2 | 1 | - | 1 | 264 | 72 | - | 192 |
| ЭЦНМК5–50–1300 |  | 1360 | 17,94 |  | 2 | 1 | - | 1 | 264 | 72 | - | 192 |
| ЭЦНМ5–50–1700 |  | 1725 | 22,76 |  | 3 | - | 3 | - | 336 | - | 112 | - |
| ЭЦНМК5–50–1700 |  | 1725 | 22,76 |  | 3 | - | 3 | - | 336 | - | 112 | - |
| ЭЦНМ5–80–1200 | 80 | 1235 | 21,77 | 51,5 | 2 | 1 | - | 1 | 269 | 73 | - | 196 |
| ЭЦНМК5–80–1200 |  | 1235 | 21,77 |  | 2 | 1 | - | 1 | 269 | 73 | - | 196 |
| ЭЦНМ5–80–1400 |  | 1425 | 25,12 |  | 2 | - | 1 | 1 | 310 | - | 114 | 196 |
| ЭЦНМК5 – 80–1400 |  | 1425 | 25,12 |  | 2 | - | 1 | 1 | 310 | - | 114 | 196 |
| ЭЦНМ5–80–1550 |  | 1575 | 27,76 |  | 3 | - | 3 | - | 342 | - | 114 | - |
| ЭЦНМК5–80–1550 |  | 1575 | 27,76 |  | 3 | - | 3 | - | 342 | - | 114 | - |
| ЭЦНМ5–80–1800 |  | 1800 | 31,73 |  | 2 | - | - | 2 | 392 | - | - | 196 |
| ЭЦНМК5–80–1800 |  | 1800 | 31,73 |  | 2 | - | - | 2 | 392 | - | - | 196 |
| ЭЦНМ5–125–1000 | 125 | 1025 | 24,85 | 58,5 | 2 | 1 | - | 1 | 227 | 62 | - | 165 |
| ЭЦНМК5–125–1000 |  | 1025 | 24,85 |  | 2 | 1 | - | 1 | 227 | 62 | - | 165 |
| ЭЦНМ5–125–1200 |  | 1175 | 28,49 |  | 2 | - | 1 | 1 | 261 | - | 96 | 165 |
| ЭЦНМК5–125–1200 |  | 1175 | 28,49 |  | 2 | - | 1 | 1 | 261 | - | 96 | 165 |
| ЭЦНМ5–125–1300 |  | 1290 | 31,28 |  | 3 | - | 3 | - | 288 | - | 96 | - |
| ЭЦНMK5–125–1300 |  | 1290 | 31,28 |  | 3 | - | 3 | - | 288 | - | 96 | - |
| ЭЦНМ5–125–1800 |  | 1770 | 42,92 |  | 3 | 1 | - | 2 | 392 | 62 | - | 165 |
| ЭЦНМК5–125–1800 |  | 1770 | 42,92 |  | 3 | 1 | - | 2 | 392 | 62 | - | 165 |
| ЭЦНМ5–200–800 | 200 | 810 | 36,76 | 50 | 3 | - | 3 | - | 228 | - | 76 | - |
| ЭЦНМ5–200–1000 |  | 1010 | 45,84 |  | 3 | - | 2 | 1 | 283 | - | 76 | 131 |
| ЭЦНМ5–200–1400 |  | 1410 | 64 |  | 3 | - | - | 3 | 393 | - | - | 131 |
| ЭЦНМ5А-160–1450 | 160 | 1440 | 42,86 | 61 | 3 | - | 3 | - | 279 | - | 93 | - |
| ЭЦНМК5А-160–1450 |  | 1440 | 42,86 |  | 3 | - | 3 | - | 279 | - | 93 | - |
| ЭЦНМ5А-160–1600 |  | 1580 | 47,03 |  | 2 | - | - | 2 | 320 | - | - | 160 |
| ЭЦHMK5–160–1600 |  | 1580 | 47,03 |  | 2 | - | - | 2 | 320 | - | - | 160 |
| ЭЦНМ5А-160–1750 |  | 1750 | 52,09 |  | 3 | - | 2 | 1 | 346 | - | 93 | 160 |
| ЭЦНМК5А-160–1750 |  | 1750 | 52,09 |  | 3 | - | 2 | 1 | 346 | - | 93 | 160 |
| ЭЦНМ5А-250–1000 | 250 | 1000 | 46,13 | 61,5 | 2 | - | - | 2 | 184 | - | - | 92 |
| ЭЦНМК5А-250–1000 |  | 1000 | 46,13 |  | 2 | - | - | 2 | 184 | - | - | 92 |
| ЭЦНМ5А-250–1100 |  | 1090 | 50,28 |  | 3 | - | 2 | 1 | 200 | - | 54 | 92 |
| ЭЦНМК5А-250–1100 |  | 1090 | 50,28 |  | 3 | - | 2 | 1 | 200 | - | 54 | 92 |
| ЭЦНМ5А-250–1400 |  | 1385 | 63,89 |  | 4 | - | 3 | 1 | 254 | - | 54 | 92 |
| ЭЦНМК5А-250–1400 |  | 1385 | 63,89 |  | 4 | - | 3 | 1 | 254 | - | 54 | 92 |
| ЭЦНМ5А-250–1700 |  | 1685 | 77,72 |  | 4 | 1 | - | 3 | 310 | 34 | - | 92 |
| ЭЦНМК5А-250–1700 |  | 1685 | 77,72 |  | 4 | 1 | - | 3 | 310 | 34 | - | 92 |

Таблица 4.5.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Оборудование | **Код пояса** | **Длина пояса, мм** |
| Насосно-компрессорная труба 60 и 48 | **ЭН-21/1** | **300** |
| Насосно-компрессорная труба 73 | **ЭН-21/2** | **350** |
| Насосно-компрессорная труба 89 | **ЭН-21/3** | **390** |
| Насос группы 5, 5А и 6 | **ЭН-21/4** | **460** |

## 4.2 Основные узлы установок УЭЦН

Погружные двигатели состоят из электродвигателя и гидрозащиты.

Двигатели трехфазные асинхронные короткозамкнутые двухполюсные погружные унифицированной серии ПЭД в нормальном и коррозионностойком исполнениях, климатического исполнения В, категории размещения 5 работают от сети переменного тока частотой 50 Гц и используются в качестве привода погружных центробежных насосов в модульном исполнении для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин.

Двигатели предназначены для работы в среде пластовой жидкости (смесь нефти и попутной воды в любых пропорциях) с температурой до 110 °С, содержащей:

механические примеси с относительной твердостью частиц не более 5 баллов по шкале Мооса – не более 0,5 г/л;

сероводород: для нормального исполнения – не более 0,01 г./л; для коррозионностойкого исполнения – не более. 1,25 г./л;

свободный газ (по объему) – не более 50%. Гидростатическое давление в зоне работы двигателя не более 20 МПа.

Допустимые отклонения от номинальных значений питающей сети:

* по напряжению – от минус 5% ДО плюс 10%;
* по частоте переменного тока – ±0,2 Гц;
* по току – не выше номинального на всех режимах работы, включая вывод скважины на режим.

В шифре двигателя ПЭДУСК-125–117ДВ5 ТУ 16–652.029 – 86 приняты следующие обозначения: ПЭДУ – погружной электродвигатель унифицированный; С – секционный (отсутствие буквы – несекционный); К – коррозионностойкий (отсутствие буквы – нормальное); 125 – мощность, кВт; 117 – диаметр корпуса, мм; Д – шифр модернизации гидрозащиты (отсутствие буквы – основная модель); В5 – климатическое исполнение и категория размещения.

В шифре электродвигателя ЭДК45–117В приняты следующие обозначения: ЭД – электродвигатель; К – коррозионностойкий (отсутствие буквы – нормальное исполнение); 45 – мощность, кВт; 117 – диаметр корпуса, мм; В-верхняя секция (отсутствие буквы – несекционный, С – средняя секция, Н – нижняя секция).

В шифре гидрозащиты ПК92Д приняты следующие обозначения: П – протектор; К – коррозионностойкая (отсутствие буквы – исполнение нормальное); 92 – диаметр корпуса в мм; Д – модернизация с диафрагмой (отсутствие буквы – основная модель с барьерной жидкостью).

Типы, номинальные параметры двигателей приведены в табл. 6, а номинальные параметры электродвигателей – в табл. 4.7.

Пуск, управление работой двигателями и его защита при аварийных режимах осуществляются специальными комплектными устройствами.

Пуск, управление работой и защита двигателя мощностью 360 кВт с диаметром корпуса 130 мм осуществляются комплектным тиристорным преобразователем. Электродвигатели заполняются маслом МА-ПЭД с пробивным напряжением не менее 30 кВ.

Таблица 4.6.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Двигатель** | **Номинальная мощность, кВт** | **Номинальное напряжение, В** | **Номинальный ток, A** |
| ПЭДУ16–103В5, ПЭДУ16–103ДВ5  ПЭДУК16–103В5, ПЭДУК16–103ДВ5 | 16 | 530 | 26 |
| ПЭДУ22–103В5, ПЭДУ22–103ДВ5  ПЭДУК22–103В5, ПЭДУК22–103ДВ5 | 22 | 700 | 27 |
| ПЭДУ32–103В5, ПЭДУ32–103ДВ5  ПЭДУК32–103В5, ПЭДУК32- | 32 | 1000 | 27,5 |
| ПЭДУ45–103В5, ПЭДУ45–103ДВ5  ПЭДУК45–103В5, ПЭДУК45–103ДВ5 | 45 | 1050 | 37 |
| ПЭДУС63–103В5, ПЭДУС63–103ДВ5  ПЭДУСК63–103В5, ПЭДУСК63–103ДВ5 | 63 | 1500 | 36,5 |
| ПЭДУС90–103В5, ПЭДУС90–103ДВ5  ПЭДУСК90–103В5, ПЭДУСК90–103ДВ5 | 90 | 2100 | 37 |
| ПЭДУ45–117В5, ПЭДУ45–117ДВ5  ПЭДУК45–117В5, ПЭДУК45–117ДВ5 | 45 | 1.000 | 36 |
| ПЭДУ63–117В5, ПЭДУ63–117ДВ5  ПЭДУК63 – 117В5, ПЭДУК63–117ДВ5 | 63 | 1400 | 36 |
| ПЭДУС90–117В5, ПЭДУС90–117ДВ5  ПЭДУСК90–117B5, ПЭДУСК90–117ДВ5 | 90 | 1950 | 37 |
| ПЭДУС 125–117В5, ПЭДУС125–117ДВ5  ПЭДУСК125–117В5, ПЭДУСК 125–1 | 125 | 1950 | 51 |

Предельная длительно допускаемая температура обмотки статора электродвигателей (по сопротивлению для электродвигателей диаметром корпуса 103 мм) равна 170 °С, а остальных электродвигателей – 160 °С.

Двигатель состоит из одного или нескольких электродвигателей (верхнего, среднего и нижнего мощностью от 63 до 360 кВт) и протектора.

Электродвигатель (см. рис. 4. 4) состоит из статора, ротора, головки с токовводом, корпуса.

Статор выполнен из трубы, в которую запрессован магнитопровод, изготовленный из листовой электротехнической стали.

Обмотка статора – однослойная протяжная катушечная. Фазы обмотки соединены в звезду.

Расточка статора в зависимости от диаметра корпуса двигателя имеет следующие размеры.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Диаметр корпуса двигателя, мм. | 103 | 117 | 123 | 130 |
| Диаметр расточки статора, мм | 50 | 60 | 64 | 68 |

Ротор короткозамкнутый, многосекцпонный. В состав ротора входят вал, сердечники, радиальные опоры (подшипники скольжения), втулка. Вал пустотелый, изготовлен из высокопрочной стали со специальной отделкой поверхности. В центральное отверстие вала ротора верхнего и среднего электродвигателей ввинчены две специальные гайки, между которыми помещен шарик, перекрывающий слив масла из электродвигателя при монтаже.

Сердечники выполнены из листовой электротехнической стали. В пазы сердечников уложены медные стержни, сваренные по торцам с короткозамыкающими кольцами. Сердечники набираются на вал, чередуясь с радиальными подшипниками. Набор сердечников на валу зафиксирован с одной стороны разрезным вкладышем, а с другой – пружинным кольцом.

Втулка служит для смещения радиальных подшипников ротора при ремонте электродвигателя.

Головка представляет собой сборочную единицу, монтируемую в верхней части электродвигателя (над статором). В головке расположен узел упорного подшипника, состоящий из пяты и подпятника, крайние радиальные подшипники ротора, узел токоввода (для несекционных электродвигателей) или узел электрического соединения электродвигателей (для секционных электродвигателей). Токоввод – изоляционная колодка, в пазы которой вставлены кабели с наконечниками.

Узел электрического соединения обмоток верхнего, среднего и нижнего электродвигателей состоит из выводных кабелей с наконечниками и изоляторов, закрепленных в головках и корпусах торцов секционирования.

Отверстие под пробкой служит для закачки масла в протектор при монтаже двигателя.

В корпусе, находящемся в нижней части электродвигателя (под статором), расположены радиальный подшипник ротора и пробки. Через отверстия под пробку проводят закачку и слив масла в электродвигатель.

В этом корпусе электродвигателей имеется фильтр для очистки масла.

Термоманометрическая система ТМС-Электон предназначена для контроля некоторых технологических параметров скважин, оборудованных УЭЦН, и защиты погружных агрегатов от аномальных режимов работы (перегрев электродвигателя или снижение давления жидкости на приеме насоса ниже допустимого).

Система ТМС-Электон состоит из погружного бдока, трансформирующего давление и температуру в частотно-манипулированный электрический сигнал, и наземного прибора, осуществляющего функции блока питания, усилителя-формирователя сигналов и устройства управления режимом работы погружным электронасосом по давлению и температуре.

Скважинный блок давления и температуры (ТМСП) выполнен в виде цилиндрического герметичного контейнера, размещаемого в нижней части электродвигателя и подключенного к нулевой точке его статорной обмотки. Наземный блок, устанавливаемый в комплектное устройство Электон, обеспечивает формирование сигналов на ее отключение и выключение насоса по давлению и температуре, а также измерение сопротивление изоляции. В качестве линии связи и энергопитания ТМСП используется силовая сеть питания погружного электродвигателя. Система имеет интерфейсы – RS 232 RS 485 для подключения компьюторов и может использоваться для передачи данных на другие устройства.

Техническая характеристика термоманометрической системы приведена ниже.

|  |  |
| --- | --- |
| Диапазон контролируемого давления, МПа | 0 – 25 |
| Диапазон рабочих температур ТМСП, «С | -60 – +150 |
| Предельная температура погружного электродвигателя, °С | 100 |
| Диапазон рабочих температур наземного блока, °С | – 60 – +40 |
| Отклонение значения давления, формирующего сигнал управления на отключение или запуск УЭЦН, от заданной уставки, МПа, не более | ±1 |
| Средняя наработка на отказ, ч | 12 000 |
| Установленный срок службы, лет, | 5 |
| Диаметр скважинного преобразователя, мм | 88 |
| Длина скважинного преобразователя, мм | 305 |
| Габаритные размеры, мм: |  |
| Наземный блок | 245 х 200 х 160 |
| Погружной блок | 100х630 |
| Масса, кг: |  |
| Погружной блок | 15 |
| Наземный блок | 8 |
| устройства питания | 4,2 |

1 Погружной блок



2 Соединительный узел, состоящий из корпуса подшипника и проставка



3 Основание



Наземный блок



Гидрозащита предназначена для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя, компенсации изменения объема масла во внутренней полости от температуры электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса.

Разработано два варианта конструкций гидрозащит для двигателей унифицированной серии: открытого типа – П92; ПК92; П114; ПК114 и закрытого типа – П92Д; ПК92Д; (с диафрагмой) П114Д; ПК114Д

Гидрозащиту выпускают обычного и коррозионностойкого (буква К – в обозначении) исполнений.

В обычном исполнении гидрозащита покрыта грунтовкой ФЛ-ОЗ-К ГОСТ 9109 – 81. В коррозионностойком исполнении гидрозащита имеет вал из К-монеля и покрыта эмалью ЭП-525, IV, 7/2 110 °С.

Основным типом гидрозащиты для комплектации ПЭД принята гидрозащита открытого типа. Гидрозащита открытого типа требует применения специальной барьерной жидкости плотностью до 2 г/см3, обладающей физико-химическими свойствами, которые исключают ее перемешивание с пластовой жидкостью скважины и маслом в полости электродвигателя.

Таблица 4.8

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Гидрозащита | Вместимость камер, л | | Передаваемая  мощность,  кВт | Монтажная  длина, мм | Масса,  кг |
| Масло  МА-ПЭД | Барьерная  жидкость |
|
|
| П92, ПК92 | 5 | 2 | 125 | 2200 ± 5 | 53 |
| П92Д, ПК92Д | 6,5 | 0,15 | 125 | 2200 ± 5 | 59 |
| П114, ПК114 | 5 | 4 | 250 | 2300 ± 5 | 53 |
| П114Д, ПК114Д | 8 | 0,25 | 250 | 2300 ±5 | 59 |

Конструкция гидрозащиты открытого типа представлена на рис. 4.5, а*,* закрытого типа – на рис. 4.5, б.

Верхняя камера заполнена барьерной жидкостью, нижняя – диэлектрическим маслом. Камеры сообщены трубкой. Изменения объемов жидкого диэлектрика в двигателе компенсируются за счет перетока барьерной жидкости в гидрозащите из одной камеры в другую.

В гидрозащитах закрытого типа применяются резиновые диафрагмы, их эластичность компенсирует изменение объема жидкого диэлектрика в двигателе.

Основные характеристики гидрозащит представлены в табл. 4.8.

**4.4 Устройства и назначение Электон -04**

4.1 Станция предназначена для управления и защиты электронасосов добычи нефти с двигателями типа ПЭД.

4.2 Станция предназначена для работы на открытом воздухе в условиях, регламентированных для климатического исполнения УХЛ1, согласно требованиям п. 2.1, 2.7 ГОСТ 15150, при следующих климатических факторах:

1) температура окружающей среды от минус 600С до +400С;

2) относительная влажность воздуха 75% при температуре + 150С, максимальная – 100% при температуре + 250С;

3) окружающая среда должна быть не взрывоопасной, не содержащей агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию, не насыщенной токопроводящей пылью;

4) высота над уровнем моря не более 1000 м.

4.3 Степень защиты станции от воздействия окружающей среды – IP43 по п. 4.2 ГОСТ 14254, вентиляционных отверстий – IP23 по п. 4.2 ГОСТ 14254

4.8 Питание станции осуществляется от трехфазной сети переменного тока напряжением 380 В частоты 50 Гц. Отклонение напряжения сети от номинального значения должно находиться в пределах от -25% до + 20%.

Контроллер станции сохраняет свою работоспособность при снижении линейного напряжения трехфазной сети до 230 В.

4.9 Питание электродвигателя насосной установки осуществляется от силового повышающего трансформатора типа ТМПН, входящего в состав штатного наземного оборудования скважин.

5.1 Технические характеристики станций в зависимости от исполнения приведены в таблице 1.

Таблица 1

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Тип станции | «ЭЛЕКТОН  -04–250» | «ЭЛЕКТОН  -04–400» | «ЭЛЕКТОН  -04–630» |
| Номинальный ток силовой цепи (А) | 250 | 400 | 630 |
| Минимальное сечение подключаемого медного провода (мм2), шины (мм) | 70 | 2х50 | Шина 50\*5 |
| Максимально допустимое значение тока короткого замыкания на вводных клеммах (А) | 2500 | 4000 | 6300 |
| Масса станции (кг) | 155 | 170 | 210 |

5.2 Номинальное напряжение изоляции электрических цепей:

а) 660 В-главных цепей;

б) 60 В-цепей управления.

* 1. Номинальное импульсное напряжение силовой цепи – 500 В.
  2. Вид системы заземления TN-C.

3.7 Габаритные и установочные размеры станций приведены в приложениях 1,2.

3.8 Станция обеспечивает следующие защиты и регулирование их уставок:

1) отключение и запрещение включения электродвигателя при напряжении питающей сети выше или ниже заданных значений;

2) отключение и запрещение включения электродвигателя при превышении выбранной уставки дисбаланса напряжения питающей сети;

3) отключение электродвигателя при превышении выбранной уставки дисбаланса токов электродвигателя;

4) отключение электродвигателя при недогрузке по активной составляющей тока с выбором минимального тока фазы (по фактической загрузке). При этом уставка выбирается относительно номинального активного тока;

5) отключение электродвигателя при перегрузке любой из фаз с выбором максимального тока фазы по регулируемой ампер-секундной характеристике посредством раздельного выбора желаемых уставок по току и времени перегрузки;

6) отключение и запрещение включения электродвигателя при снижении сопротивления изоляции системы «вторичная обмотка ТМПН-погружной кабель-ПЭД» ниже заданного значения;

7) запрещение включения электродвигателя при турбинном вращении с выбором допустимой частоты вращения;

8) отключение электродвигателя по максимальной токовой защите (МТЗ);

9) запрещение включения электродвигателя при восстановлении напряжения питающей сети с неправильным чередованием фаз;

10) отключение электродвигателя по сигналу контактного манометра в зависимости от давления в трубопроводе;

11) отключение электродвигателя при давлении на приеме насоса выше или ниже заданного значения (при подключении системы ТМС);

12) отключение электродвигателя при его температуре выше или ниже заданного значения (при подключении системы ТМС);

13) отключение электродвигателя по логическому сигналу на дополнительном цифровом входе;

14) предотвращение сброса защит, изменения режимов работы, включения – отключения защит и изменения уставок без ввода индивидуального пароля;

15) отключение и запрещение включения электродвигателя при несанкционированном открывании двери.

3.9 Станция обеспечивает следующие функции:

1) включение и отключение электродвигателя либо в «ручном» режиме непосредственно оператором, либо в «автоматическом» режиме;

2) работа по программе с отдельно задаваемыми временами работы и остановки;

3) автоматическое включение электродвигателя с заданной задержкой времени после подачи напряжения питания, либо восстановлении напряжения питания в соответствии с нормой;

4) регулируемая задержка отключения отдельно для каждой защиты (кроме МТЗ и защиты по низкому сопротивлению изоляции);

5) регулируемая задержка активации защит сразу после пуска для каждой защиты (кроме МТЗ и защиты по низкому сопротивлению изоляции);

6) регулируемая задержка АПВ отдельно после каждой защиты (кроме МТЗ, защит по низкому сопротивлению изоляции и по турбинному вращению);

7) возможность выбора режима с АПВ или с блокировкой АПВ после срабатывания отдельно каждой защиты (кроме МТЗ, защит по низкому сопротивлению изоляции и по турбинному вращению);

8) возможность выбора активного и неактивного состояния защит отдельно для каждой защиты;

9) блокировка АПВ после отключения по защите от недогрузки при превышении заданного количества разрешенных повторных пусков за заданный интервал времени;

10) блокировка АПВ после отключения по защите от перегрузки при превышении заданного количества разрешенных повторных пусков за заданный интервал времени;

11) блокировка АПВ после отключения по другим защитам (кроме защит от недогрузки и перегрузки) при превышении заданного количества разрешенных повторных пусков за заданный интервал времени;

12) измерение текущего значения сопротивления изоляции системы «вторичная обмотка ТМПН-погружной кабель-ПЭД» в диапазоне 30кОм – 10МОм;

13) измерение текущего коэффициента мощности (cosϕ);

14) вычисление текущего значения фактической загрузки двигателя;

15) измерение текущего значения частоты вращения электродвигателя;

16) определение порядка чередования фаз напряжения питающей сети (АВС или СВА);

17) отображение в хронологическом порядке 125 последних изменений в состоянии насосной установки с указанием причины и времени включения или отключения электродвигателя;

18) запись в реальном времени в блок памяти информации о причинах включения и отключения электродвигателя с регистрацией текущих линейных значений питающего напряжения, токов фаз электродвигателя, загрузки, сопротивления изоляции, давления, температуры и cosϕ в момент отключения электродвигателя, в момент включения, через 5 секунд после включения и во время работы с двумя регулируемыми периодами записи. Кроме того, фиксируется дата и время изменения уставки с регистрацией старого и нового значения, а также дата и время отключения и включения питающего напряжения с регистрацией параметров напряжения сразу после его подачи и далее с регулируемым периодом, если параметры напряжения не позволяют производить включение насосной установки. Накопленная информация может быть считана в портативный компьютер, блок съема информации БСИ-01, либо передана в стандарте RS-232 или RS-485;

19) сохранение заданных параметров работы и накопленной информации при отсутствии напряжения питания;

20) световая индикация о состоянии станции («СТОП», «ОЖИДАНИЕ», «РАБОТА»);

21) подключение к питающему напряжению геофизических и наладочных приборов с помощью розетки 220В.

3.10 Станция обеспечивает отображение на буквенно-цифровом дисплее контроллера следующую информацию:

1) состояние установки с указанием причины, времени работы с момента последнего пуска или времени, оставшемся до пуска в минутах и секундах;

2) текущее значение трех линейных питающих напряжений в вольтах;

3) текущее значение токов трех фаз электродвигателя в амперах;

4) текущие значения дисбалансов напряжений и токов в%;

5) текущее значение сопротивления изоляции в кОм;

6) текущее значение коэффициента мощности (cosϕ);

7) текущее значение загрузки двигателя в% от номинального активного тока;

8) текущее значение частоты вращения двигателя в Гц;

9) текущее значение давления на приеме насоса во введенных единицах (при подключении системы ТМС);

10) текущее значение температуры двигателя во введенных единицах (при подключении системы ТМС);

11) порядок чередования фаз напряжения питающей сети (АВС или СВА);

12) отображение общей наработки насосной установки;

13) отображение общего числа пусков насосной установки;

14) отображение текущих значений времени и даты;

15) значение всех установленных параметров и текущих режимов работы.

5.1 Устройство и конструкция станции

5.1.1 Станция выполнена в металлическом шкафу двухстороннего обслуживания.

Шкаф имеет четыре раздельных отсека: верхний – отсек управления, нижний – силовой отсек, на задней стенке в верхней части расположен отсек для подключения силовых кабелей, приходящих от трансформаторной подстанции и отходящих к повышающему трансформатору ТМПН, под отсеком для подключения силовых кабелей находится отсек для подключения «0» ТМПН. Кроме того, на задней стенке имеется закрывающаяся коробка с блоком зажимов для подключения телемеханики, контактного манометра, погружной телеметрии. Каждый отсек закрывается отдельной дверью на специальные замки. Двери имеют герметичные уплотнения. Нижняя дверь, закрывающая доступ в силовой отсек, имеет электрическую блокировку, отключающую контактор при её отпирании. Двери имеют ограничители, фиксирующие их в открытом положении.

На двери отсека управления нанесена надпись «Осторожно! Пуск автоматический».

На дверях силового отсека, отсеков для подключения силовых кабелей и «0» ТМПН установлены предупреждающие знаки «Осторожно! Напряжение».

5.3 Дверь отсека управления закрывает доступ к передней панели (приложения 3,4), на которой установлены контроллер и органы управления и индикации. Розетка 220В и два автоматических выключателя освещения и розетки установлены на кронштейнах, закрепленных на внутренней стене шкафа за передней панелью станции «Электон-04–250 (400)». В отсеке управления станции «Электон-04–630» установлены также автоматический выключатель силовой цепи питания и автоматические выключатели цепей управления и измерения.

Передняя панель выполнена в виде дверки, фиксируемой невыпадающими винтами, при открывании которой появляется доступ к электромонтажу и разъемам контроллера.

5.4 В силовом отсеке расположены:

1) панель питания;

2) панель резисторов;

3) коммутационный аппарат – вакуумный или электромагнитный контактор;

4) три трансформатора тока;

5) концевой выключатель электрической блокировки двери силового отсека;

6) плафон освещения отсека.

В силовом отсеке станции «Электон-04–250 (400)» установлены также автоматический выключатель силовой цепи питания и автоматические выключатели цепей управления и измерения.

Элементы, которые могут находиться под напряжением, закрыты предохранительными изоляционными щитками с предупреждающими знаками «Осторожно! Напряжение».

5.5 На верхней крышке шкафа установлены петли для строповки станции.

В нижней части шкаф имеет опоры, обеспечивающие устойчивое положение на кустовой площадке и предотвращающие занос снегом двери станции. В основании опор имеются отверстия для закрепления станции.

5.6 Устройство и конструкция контроллера.

Элементы контроллера расположены на шасси, закрепленном на корпусе контроллера. Корпус герметично закрыт спереди передней панелью и сзади кожухом. Изнутри контроллер защищен слоем теплоизоляции. Контроллер имеет автоматическую систему подогрева, вступающую в работу при низких температурах и поддерживающую внутри корпуса рабочую температуру.

На передней панели контроллера расположены: дисплейная панель, индикатор включения нагревателя и интерфейсный разъём.

Контроллер закрепляется четырьмя винтами к передней панели станции.

Подключение контроллера осуществляется двумя разъемами с обратной стороны передней панели станции.

5.7 Описание схемы станции

Схема электрическая принципиальная станции приведена в приложениях 5,6.

5.8 Силовая часть станции.

Силовая часть состоит из вводного автоматического выключателя Q1, контактора КМ1, автоматических выключателей цепей управления Q4 и измерения Q5, трансформаторов тока Т7, Т8, Т9.

Назначение элементов силовой цепи:

1) автоматический выключатель Q1 предназначен для защиты силовой цепи от перегрузки и токов короткого замыкания;

2) контактор КМ1 предназначен для коммутации силового напряжения на первичной обмотке ТМПН и, соответственно, включения и отключения электродвигателя по сигналам контроллера А1;

3) автоматические выключатели Q4 и Q5 предназначены для защиты цепей управления и измерения от токов короткого замыкания;

4) трансформаторы тока Т7, Т8, Т9 предназначены для преобразования текущего значения тока электродвигателя и потенциального разделения силовых высоковольтных цепей от цепей управления. Непосредственно на выводах вторичной обмотки трансформаторов тока установлены шунтирующие резисторы R13 – R15, с которых снимается сигнал, пропорциональный току электродвигателя.

5.9 Панель резисторов.

Панель резисторов #2 состоит из резисторов R10, R11, R12, панели #9, на которой установлены стабилитроны VD1…VD12, и предназначена для получения сигнала, пропорционального сопротивлению изоляции системы «вторичная обмотка ТМПН – погружной кабель – электродвигатель».

6. Панель питания.

Панель питания #7 состоит из трансформатора питания Т1, измерительных трансформаторов Т4, Т5, Т6, платы выпрямителей #1, реле твердотельного К1, резисторов R7, R8, конденсатора С5 и разъемов Х5, Х7.

Назначение элементов панели питания:

1) трансформатор Т1 предназначен для питания стабилизированного источника «-100В» схемы измерения сопротивления изоляции, для питания контроллера А1, для питания источника «+28В». Источник «+28В» используется для питания реле К1, индикаторов HL1, HL2, HL3, нагревателя контроллера А1;

2) измерительные трансформаторы Т4, Т5 и Т6 предназначены для получения сигналов, пропорциональных линейным значениям силового напряжения питания;

3) плата выпрямителей #1 предназначена для формирования источников постоянного напряжения «-100В» и «+28В»;

4) реле твердотельное К1 предназначено для включения вакуумного контактора КМ1 по сигналу контроллера А1. Реле защищено цепочкой R6 – C4 и варистором R5, расположенными на плате выпрямителей #1;

5) резисторы R7, R8, конденсатор С5, а также резистор R9 и стабилитрон V9, расположенные на плате выпрямителей #1, предназначены для формирования сигнала с частотой, соответствующей частоте вращения электродвигателя. Сигнал используется для измерения частоты вращения электродвигателя и запрещения включения электродвигателя при турбинном вращении.

6) разъемы Х5 и Х7 предназначены для подключения панели питания к общей схеме и обеспечивают удобство демонтажа панели в случае ее ремонта.

6.1 Концевой выключатель S3 предназначен для электрической блокировки открывания двери силового отсека при включенной станции.

6.2 Блок зажимов X9 предназначен для организации связи станции с внешними устройствами (системой телемеханики, погружной телеметрии, контактным манометром и т.д.).

6.3 Органы управления передней панели станции и их назначение

Расположение органов управления передней панели #3 приведено в приложениях 3,4.

6.4 Переключатель S1 предназначен для выбора режимов работы установки «ручной» или «автоматический», отключения установки и сброса защит. Переключатель имеет три положения: «ОТКЛ», «РУЧН» и «АВТ».

6.5 Кнопка S2 предназначена для пуска электродвигателя (включения контактора).

6.7 Светодиод HL1 «СТОП» красного цвета предназначен для индикации остановки электродвигателя без включения устройства повторного пуска.

6.8 Светодиод HL2 «ОЖИД» желтого цвета предназначен для индикации остановки электродвигателя с включением устройства повторного пуска. Светодиод мигает, если контроллер отсчитывает время перед АПВ, станция находится в режиме ожидания пуска. Светодиод горит постоянно, если присутствует какой-либо запрещающий пуск сигнал, станция находится в режиме ожидания исчезновения запрещающего сигнала.

6.9 Светодиод HL3 «РАБОТА» зеленого цвета предназначен для индикации включенного состояния электродвигателя (контактора). Светодиод мигает, если контроллер отсчитывает время задержки отключения при попадании какого-либо параметра в зону срабатывания защиты, станция находится в режиме ожидания остановки. Светодиод горит постоянно при отсутствии запрещающих сигналов.

7. Розетка Х1 220В, 50Гц предназначена для подключения различных геофизических и наладочных приборов.

7.1 Автоматический выключатель Q2 предназначен для подачи напряжения на лампу освещения EL1 высоковольтного отсека, Q3 – на розетку Х1.

7.2 Описание контроллера

7.3 Органы управления контроллера и их назначение

7.4 Дисплейная панель.

Дисплейная панель состоит из дисплейного окна и плёночной клавиатуры.

За дисплейным окном находится жидкокристаллический знакосинтезирующий индикатор, двухстрочный с 16 знаками в каждой из строк, с русским алфавитом.

Индикатор предназначен для информирования о работе насосной установки, заданных режимах и индикации текущих параметров.

Клавиатура состоит из шести клавиш:

1) клавиша «▲» предназначена для выбора желаемого большего номера функции, для увеличения значения параметра выбранной функции в режиме установки параметра, для включения соответствующей защиты, для установки режима АПВ после срабатывания защит, для перехода к более позднему событию в режиме хронологии событий;

2) клавиша «▼» предназначена для выбора желаемого меньшего номера функции, для уменьшения значения параметра выбранной функции в режиме установки параметра, для отключения соответствующей защиты, для установки режима блокировки АПВ после срабатывания защит, для перехода к более раннему событию в режиме хронологии событий;

3) клавиша «▶» предназначена для перехода из меню текущих параметров в меню уставок и защит, для выбора максимального значения параметра выбранной функции в режиме установки параметра;

4) клавиша «◀» предназначена для перехода из меню уставок и защит в меню текущих параметров, для выбора минимального значения параметра выбранной функции в режиме установки параметра, для перехода в функцию 00 из любой другой функции меню текущих параметров;

5) клавиша «ВВОД» предназначена для выбора режима установки параметра выбранной функции, для ввода набранного значения параметра, для перехода в режим хронологии событий при установленном номере функции 20 «Хронология событий» и возвращения из режима хронологии событий. Действие клавиши для установки параметра и ввода набранного значения возможно только после ввода пароля.

6) клавиша «ОТМЕНА» предназначена для отмены выбранного значения параметра при установке соответствующего параметра и возврату к установленному ранее значению параметра.

7.5 Индикатор «ПОДОГРЕВ» предназначен для индикации работы нагревателя контроллера. Контроллер снабжен устройством подогрева, которое автоматически включается, если температура воздуха внутри корпуса снижается до – 0,5 + 0,5 0С (при включенном нагревателе индикатор «ПОДОГРЕВ» горит).

7.6 Разъем «RS – 232» типа DB-9M предназначен для передачи данных по последовательному каналу в стандарте RS-232. Используя этот разъем можно считать накопленную информацию о работе насосной установки в портативный компьютер или в блок БСИ-01.

КТППНКС предназначены для электроснабжения, управления и защиты четырех центробежных электронасосов (ЭЦН) с электродвигателями мощностью 16 – 125 кВт для добычи нефти из кустов скважин, питания до четырех электродвигателей станков-качалок и передвижных токоприемников при выполнении ремонтных работ.

КТППНКС рассчитаны на применение, в условиях Крайнего Севера и Западной Сибири.

Климатическое исполнение УХЛ, категория размещения 1, группа условий эксплуатации М4.

В шифре 5КТППНКС-650/10/1,6–85УХЛ1, ВН-6 кВ приняты следующие обозначения: 5 – число применяемых трансформаторов; КТППНКС – буквенное обозначение изделия; 650 – суммарная мощность силовых трансформаторов в кВА; 10 – класс напряжения силовых трансформаторов в кВ; 1,6 – номинальное напряжение, на стороне низшего напряжения, кВ; 85 – год разработки; УХЛ1 – климатическое исполнение и категория размещения. Основные параметры КТППНКС приводятся в табл. 10. Требования к электрической прочности изоляции цепи 36 В указаны в ГОСТах.

КТППНКС обеспечивает для каждого из четырех ЭЦН в кусте:

1. Включение и отключение электронасосной установки.

2. Работу электронасосной установки в режимах «ручной» и «автоматический».

3. Возможность управления электронасосной установкой дистанционно с диспетчерского пункта.

4. Автоматическое включение электродвигателя ПЭД с регулируемой выдержкой времени от 2,5 до 60 мин при подаче напряжения питания.

5. Автоматическое повторное включение электродвигателя ПЭД после его отключения защитой от недогрузки с регулируемой выдержкой времени от 3 до 1200 мин.

6. Возможность выбора режима работы с автоматическим повторным включением после срабатывания защиты от недогрузки или без автоматического повторного включения.

Таблица 4.10.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| КТППНКС | Суммарная мощность силовых трансформаторов, кВА | Номинальное напряжение на стороне высшего напряжения, кВ | Номинальное напряжение на стороне низшего напряжения, кВ | Номинальный ток на стороне высшего напряжения, А |
| 5КТППНКС-650/10/1,6–85УХЛ1, ВН = 6 кВ | 650 | 6 | 1,6 | 63 |
| 5КТППНКС-650/10/1,6–85УХЛ1, ВН = 10 кВ | 650 | 10 | 1,6 | 40 |
| 5КТППНКС-1250/10/2,4–85УХЛ1, ВН = 6 кВ | 1250 | 6 | 2,4 | 125 |
| 5КТППНКС-1250/10/2,4–85УХЛ1, ВН= 10 кВ | 1250 | 10 | 2,4 | 75 |

7. Возможность выбора режима работы ЭЦН с защитой от турбинного вращения или без защиты.

8. Отключение электродвигателя ПЭД и блокировку запоминания срабатывания защиты от перегрузки при отклонении напряжения питающей сети выше 10 или ниже 15% *от* номинального, если это отклонение приводит к недопустимой перегрузке по току, и автоматическое повторное включение электродвигателя ПЭД после восстановления напряжения питания.

9. Разновременность пуска ЭЦН, подключенных к одному фидеру, определяемую выдержкой времени по п. 4.

10. Возможность управления ЭЦН от программного устройства.

II. Возможность управления ЭЦН в зависимости от давления в трубопроводе по сигналам контактного манометра.

12. Отключение блока управления (БУ) без дополнительной выдержки времени при токах короткого замыкания в цепи управления 220 В.

13. Отключение ЭЦН без дополнительной выдержки времени при коротком замыкании в силовой цепи.

14. Отключение электродвигателя ПЭД при перегрузке любой из фаз электродвигателя с выбором максимального тока фазы по амперсекундной характеристике. Минимальный ток срабатывания защиты от перегрузки должен составлять (1,1 ± 0,05) от номинального тока электродвигателя ПЭД.

15. Отключение электродвигателя ПЭД с выдержкой времени на срабатывание защиты не более 45 с при изменении сигнала, характеризующего уменьшение загрузки ЭЦН на 15% от рабочей загрузки электродвигателя. Уставка срабатывания защиты должна иметь регулировку изменения сигнала от 1 до 5 А.

16. Отключение электродвигателя ПЭД при снижении напряжения питающей сети до 0,75 Uном.

17. Возможность отключения ПЭД по сигналам контактного манометра о порыве нефтепровода.

18. Запрещение включения ЭЦН после срабатывания защиты от перегрузки, кроме случаев, когда перегрузка была вызвана отклонением напряжения питающей сети выше 10% или ниже 15% от номинального.

19. Запрещение включения ЭЦН в турбинном вращении погружного электродвигателя.

20. Ручную деблокировку защит при отключенном ЭЦН.

21. Непрерывный контроль сопротивления изоляции системы «погружной электродвигатель – кабель» с регулируемой устав-кой сопротивления срабатывания 10 и 30 кОм на отключение без дополнительной выдержки времени. 2. Контроль тока электродвигателя ПЭД в одной из фаз.

23. Возможность выдачи электрического сигнала в систему диспетчеризации.

24. Возможность регистрации тока одного электродвигателя ПЭД в одной из фаз самопишущим амперметром, поставляемым по отдельному заказу.

25. Возможность подключения не менее четырех входов технологических блокировок.

26. Возможность настройки на месте эксплуатации защиты от перегрузки и недогрузки, а также от превышения и снижения напряжения сети (выбор рабочей зоны).

27. Сигнализацию состояния любого ЭЦН с расшифровкой причины его отключения.

28. Подключение с помощью штепсельного разъема трехфазных передвижных токоприемников на напряжение 380 В с током фазы до 60 А.

29. Подключение геофизических приборов на напряжение 220 В с током до 6 А.

30. Подключение переносных токоприемников на напряжение 36 В с током до 6 А.

31. Возможность выбора режима работы ЭЦН с запретом включения на самозапуск при превышении напряжения питания 1,1 Uном и без запрета.

32. Функционирование при колебаниях напряжения питающей сети от 0,85 до 1,1 номинального напряжения. КТППНКС обеспечивает:

1. Контроль напряжений 6 или 10 кВ и общего тока, потребляемого из сети, в одной фазе.

2. Учет потребляемой активной и реактивной электроэнергий.

3. Защиту от атмосферных перенапряжений в питающей сети 6 или 10 кВ (грозозащиту),

4. Управление обогревом.

5. Освещение коридора обслуживания.

6. Наружную световую мигающую сигнализацию об аварийном отключении любого ЭЦН.

7. Подключение четырех устройств управления электродвигателями станков-качалок.

8. Подключение замерных установок и блока местной автоматики на напряжение 380 В с токами фаз до 25 А.

9. Подключение других потребителей трехфазного тока напряжением 380 В с током фазы до 60 А (резерв).

10. Возможность подключения к трансформаторам ТМПН трехфазных токоприемников на напряжение 380 В с током фазы до 60 А.

Конструкция КТППНКС предусматривает:

воздушный ввод на напряжение 6 или 10 кВ;

шинные выводы к силовым трансформаторам,

кабельные выводы на погружные электродвигатели;

транспортные и подъемные проушины для подъема кабины краном с установленным электрооборудованием и транспортирования ее волоком на собственных салазках на небольшие расстояния (в пределах монтажной площадки);

место для размещения средств индивидуальной защиты;

не менее двух болтов заземления для подсоединения к общему контуру заземления;

сальниковые уплотнения на кабельных вводах;

установку счетчиков электрической энергии с возможностью регулирования угла наклона от вертикали до 10°.

Все шкафы с электрооборудованием встраиваются в утепленную контейнерную кабину серии ККМ23, 5ХЛ1 ТУ 16–739.048 – 76 и должны иметь одностороннее обслуживание. Силовые трансформаторы устанавливаются рядом с кабиной.

# 5. Специальная часть

## 5.1 Анализ и подбор скважин оборудованных (УЭЦН) на Хохряковском месторождении

**Основные технологические показатели**

Электроцентробежными насосами эксплуатируются скважины с дебитом по жидкости от 5 до130 м3/сут. Эксплуатационный фонд, оборудованный этими погружными установками на Хохряковском месторождении, на 1.01.04 г. составляет 303 скважин или 58% всего фонда. За год фонд скважин, оборудованный ЭЦН, увеличился на 31 скважин (Таблица 5.1.), а бездействующий на 7 скважин и составил 23 скважин или 8% от всего эксплуатационного фонда ЭЦН.

Таблица 5.1. Динамика фонда скважин оборудованных ЭЦН

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Фонд скважин | **На 1.01.2003 г.** | **На 1.01.2004 г.** |
| Эксплуатационный | **368** | **391** |
| **Действующий**  в т.ч.: дающий продукцию  простаивающий | **303**  297  21 | **332**  327  22 |
| Бездействующий | **44** | **37** |

На месторождении применяются в установки производительностью 25 – 35–50–80–125 и более м3/сут. Американского производства насосы относятся от TD-650-TD-1200 Распределение ЭЦН по типоразмерам приведено в таблице 5.2.

Таблица 5.2. Распределение ЭЦН по типоразмерам

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Типоразмер УЭЦН | 25; 35; 50 | TD-650-TD-1200 | 80 | 125; 250 | всего |
| Количество: шт. | 185 | 36 | 74 | 43 | 332 |

Электроцентробежные насосные установки спускаются на глубину в среднем 2000 м (от 1200 м до 2400 м). Динамический уровень поддерживается в среднем на глубине 1735 м, что обеспечивает средний дебит по жидкости 50 м3/сут и 23 т/сут по нефти.

Таблица 5.3. Основные технологические показатели работы скважин с ЭЦН

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Ед. изм. | Min | Max | Средние |
| Дебит по нефти | т/сут | 2 | 90 | 30 |
| Дебит по жидкости | м3/сут | 15 | 130 | 46 |
| Динамический уровень | м | 480 | 2200 | 1735 |
| Глубина спуска насоса | м | 1200 | 2400 | 2000 |
| Забойное давление | МПа | 7,0 | 17,5 | 11,5 |
| Депрессия на пласт | МПа | 4,5 | 15,0 | 7,0 |
| Обводненность | % | 10 | 98 | 46 |

Фонд скважин оборудованный ЭЦН по дебитам и обводненности распределяется следующим образом (таблица 5.4.).

Таблица 5.4. Распределение скважин по дебитам и обводненности

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Дебит по жидкости, м3/сут | ***Обводненность, %*** | | | ***Всего*** |
| 0–30 | 30–70 | 70–100 |
| 0–20  20–50  50–100  более 100 | 30  122  60  4 | 6  60  14  15 | 4  6  7  4 | 40  188  81  23 |
| **Всего** | 244 | 116 | 15 | 332 |

Из таблицы видно, что 244 скважины (73,75) работают с обводненностью от 0 до 30%. Средняя обводненность продукции по фонду ЭЦН равна 46%. С дебитом по жидкости от 0 до 50м3/сут эксплуатируются 194 скважины, из них в интервале дебитов от 0 до 20м3/сут в работают 40 скважин. Всего на месторождении в периодическом фонде ЭЦН числится 23 скважины или 19% от фонда дающих продукцию, год назад таких скважин было 70.

Причины работы ЭЦН в периодике.

1. Геологические причины:

а) пластовое давление ниже первоначального

б) не полностью сформирована система заводнени

2. Технологические причины:

а) отсутствие обустройства для перевода на ШГН

б) осложнение при производстве ГРП(СТОП)

в) ошибки при подборе оборудования из-за недостаточной геологической информации.

Периодический фонд по УНП-1 снизилось на 18 скважин

На 3 скважинах вывели в постоянный режим с помощью ЧПС, на 15 скважинах изменением типоразмера УЭЦН, переведено в ППД-34 скважины.

Мероприятия по снижению периодического фонда в 2005 году

1) Формирование системы заводнения (перевод в ППД 20 скважин.

2) Оптимизация режима работы скважин с УЭЦН (спуск малодебетных установок.).

3) Внедрение винтовых насосов импортного производства.

4) Продолжить внедрение УЭЦН с ТМС для предотвращения ошибок по подбору оборудования

Коэффициент подачи ЭЦН изменяется в пределах от 0,1 до 1,7 (Таблица 5.5.). В близком к оптимальному режиму (Кподачи = 0,6–1,2) работают около 75% установок.

### Таблица 5.5. Распределение коэффициента подачи ЭЦН на Хохряковском месторождении

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Коэффициент подачи | 0,1 – 0,4 | 0,4 – 0,7 | 0,7 – 1,2 | Более 1,2 | Всего |
| Количество скважин: шт.  % | 49  11 | 69  17 | 175  61 | 39  11 | 332  100 |

Из 49 скважины, работающих с Кподачи от 0,1 до 0,4 основное количество (25 скважин) находятся в периодической эксплуатации. По скважинам №№154, 278, 1030, 916, 902 и 3503 рекомендуется провести ревизию подземного оборудования и НКТ.

Перечень скважин, работающих с Кподачи больше 1,2, приведен в таблице 3.6.7. Из них для оптимизации на больший типоразмер ЭЦН оптимизировали скважины №№130, 705, 163, 785, 1059

### Таблица 5.6. Перечень скважин с Кподачи более 1,2

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №№ скв. | Тип насоса | Кподачи | Qжидкости | Рпласт,  МПа | Ндин, м | Глубина  спуска насоса |
| 702 | ЭЦН 50–2100 | 1,7 | 65 | 20,5 | 1683 | 2300 |
| 130 | TD-650–2100 | 1,4 | 100 | 17,9 | 1332 | 2380 |
| 705 | **ЭЦН-160–**2100 | 1,6 | 123 | 18,3 | 2167 | 2400 |
| 707 | TD-850–2100 | 1,5 | 114 | 16,5 | 1124 | 2260 |
| 163 | ЭЦН-160–2150 | 1,5 | 82 | 18,2 | 1899 | 2350 |
| 185 | ЭЦН 25–2100 | 1,4 | 29 | 20,0 | 1820 | 2245 |
| 818 | ЭЦН 80–2100 | 1,4 | 87 | 18,2 | 2192 | 2340 |
| 166 | ЭЦН 50–2100 | 1,4 | 42 | 19,5 | 1523 | 2150 |
| 834 | ЭЦН 30–2100 | 1,6 | 23 | 23,0 | 1870 | 2250 |
| 785 | ЭЦН 125–2100 | 1,3 | 11 | 16,5 | 2320 | 2400 |
| 389 | ЭЦН 50–2100 | 1,4 | 42 | 22,9 | 1623 | 2200 |
| 1059 | ЭЦН 160–2100 | 1,4 | 144 | 16,5 | 2328 | 2400 |
| 1025 | ЭЦН 80–2100 | 1,4 | 72 | 16,1 | 1762 | 2080 |

В целом по Хохряковскому месторождению Коэффициент использования скважин оборудованных ЭЦН, как и год назад, находится в пределах 0,87. Основной показатель надежности – наработка на отказ за скользящий год с 1.01.03 г. по 1.01.04 г., по фонду ЭЦН, изменился с 303 сут до 380 сут, тогда как в целом по ОАО «ННП» этот показатель ниже и находится в пределах 330–350 сут. Рост этого показателя указывает на достаточно высокий уровень работы цеха добычи по подбору типоразмера ЭЦН, ремонту скважин, выводу установок на режим и контролю в процессе эксплуатации.

На месторождении 74 скважин (17% от фонда дающего продукцию) подвержены парафиноотложениям. Согласно графику «депарафинизации» все скважины, как правило, раз в месяц промываются горячей нефтью.

На месторождении в 2003 г. было 208 отказов по фонду скважин оборудованных ЭЦН. Коэффициент отказности составлял 0,85 ед. (действующий фонд равен 303 скважин). В 2004 г. на месторождении зафиксировано 229 отказов при большем действующий фонд – 332 скважины и, Котказ положительно уменьшился до 0,79 ед. В целом по ОАО «ННП» Котказ. ЭЦН в это время составил 0,85 ед.

## 5.2 Анализ причин отказов ЭЦН

Анализ причин преждевременных отказов фонда скважин оборудованных ЭЦН показывает на следующую картину см. рис 5.1.4.

До 17% отказов приходится на некачественную работу бригад подземного ремонта скважин. Где нарушаются регламенты спуско-подъемных операций. Как следствие это приводит к – повреждению кабеля, некачественному монтажу ЭЦН, негерметичности НКТ, плохой промывке скважин.

18% отказов приходится на долю скважин работающих в периодическом режиме, вызванных слабым притоком, а также не соответствием типоразмера насосов с условиями эксплуатации.

В 13% отказов причины не были выявлены, т. к. нарушался регламент проведения расследования.

1. 10% отказов происходят из-за отложений твердых асфальто-смолинисто-парафиновых отложений вместе с окалиной, песком, глинистыми частицами и ржавчиной.
2. 9% отказов из-за выноса пропанта в скважинах после ГРП, что приводит к заклиниванию валов и выводу из строя насосов.
3. 8% отказов происходит по причине бесконтрольной эксплуатации – это нарушение графика депарафинизации, отсутствие контроля за выносом КВЧ и пр.
4. 6% отказов происходит по причине отсутствие контроля за выводом установок на режим.
5. В 5% случаях отказ происходил из-за заводского брака, скрытых дефектов, некачественных комплектаций погружного и наземного насосного оборудования.

В 2004 г. на узлы погружного оборудования, в том числе на погружной кабель были установлены термоиндикаторы для определения температуры скважины в зоне работы УЭЦН. Пять установок с термоиндикаторами были спущены в скважины с тяжелыми запусками, с выносом механических примесей для определения критических участков нагрева. Установки отработали в среднем до 100 суток, отказали по причине снижения сопротивление изоляции до 0 на строительной длине кабеля. Во всех случаях при дефектации кабеля обнаружено оплавление изоляции жил в районе 150 м от сростка удлинителя при температуре 130 °С.

По полученным результатам в 2004 году при ремонтах скважин высокодебетного фонда увеличена длина термостойкого удлинителя КРБК до 120 м и используется вставка 500 м из кабеля 3 группы

Для совершенствования работы фонда скважин оборудованных ЭЦН рекомендуется:

* осваивать и выводить скважины на режим следует передвижной установкой преобразователя частоты типа УППЧ (Электон-05»). Установка позволяет, при определенных технических условиях (глубина спуска ЭЦН, имеется запас по мощности погружного электродвигателя), сокращать время вывода скважины на щадящих пусковых режимах, увеличивать депрессию на пласт, устранять заклинивания ЭЦН путем создания повышенных крутящих моментов;
* особое внимание при выборе типоразмера установок и глубин спуска (депрессии) следует уделять фонду скважин, на которых проведен ГРП. Освоение скважин после ГРП струйными насосами на пескопроявляющем фондах, следует применять износостойкие установки УЭЦН типа ARH, предназначенные для перекачивания жидкости c КВЧ до 2 г/л. Кроме того, на этом фонде следует отработать технологии по закреплению ПЗС, применять подземные устройства по защите насоса от мехпримесей (фильтры и шламоуловители для ЭЦН – ЗАО «Новомет» г Премь);
* на периодическом фонде применять в основном высоконапорные, низкопроизводительные насосы типа ЭЦН 20, 25 и оценить возможность увеличения глубины спуска ЭЦН, а также перевода низкодебитных скважин на УШГН и струйные насосные установки.
* для снижения аварий по расчленению ЭЦН рекомендуется применять устройства снижающие вибрацию установок – центраторы вала насоса, амортизаторы, страховочные муфты – (ОАО «ТТДН» г Тюмень);
* значительная доля отказов приходится на качество работ бригад ПРС и КРС. Использование бригад высокой квалификации и осуществление контроля при проведении не штатных работ значительно увеличит надежность добывающего фонда.

**Принцип работы добывающего фонда скважин оборудованных ЭЦН в зависимости от глубины спуска насосного оборудования**

В 2004 г. распределение фонда скважин оборудованных ЭЦН по глубинам спуска насоса и характеристика их работы на Хохряковском месторождении выглядит следующим образом см. таблицу 5.7. и рисунок 5.1.5. – 5.1.8.

Анализ фонда скважин оборудованных ЭЦН с точки зрения надежности и эффективности в зависимости от глубин спуска на Хохряковском месторождении показал, что ЭЦН спускаются на глубину от 1200 до 2400 м. Весь рабочий интервал глубин спуска разбит на шесть групп, в каждой из которых работает от 15 до 120 скважин оборудованных ЭЦН.

### Таблица 5.7. Основные технологические показатели работы скважин оборудованных ЭЦН

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Глубина спуска ЭЦН, м. | 1200-  1400 | 1800-  2000 | 2000-  2200 | 2200-  2300 | 2300-  2400 | Более  2400 |
| Количество скважин, ед | 15 | 55 | 65 | 120 | 40 | 25 |
| Дебит по жидкости, м3/сут | 190 | 120 | 100 | 95 | 75 | 67 |
| Обводненность, % | 96 | 86 | 66 | 54 | 47 | 35 |
| Ср. отработанное время скважины в году, сут | 342 | 329 | 350 | 346 | 338 | 337 |

Наибольшие дебиты по жидкости отмечаются в двух группах скважин – в диапазоне спуска ЭЦН от 1200–1400 м и 1800–2000 м. В этих же диапазонах насосное оборудование отрабатывает большее число дней по 346–350 суток.

Более низкие проценты обводненности наблюдаются при эксплуатации ЭЦН с глубиной спуска более 2000 м.

Т.о. результаты анализа зависимости основных характеристик работы скважин, оборудованных ЭЦН, показывают, что снижение глубин спуска до 2200–2400 м. не дает существенного ухудшения работы ЭЦН. Как показано на рис 5.1.8. динамические уровня понижаются из-за смены установок меньшего размера на тип большого размера и снижения пластового давления и неравномерной системы заводнения.

**Энергетическое состояние залежи**

Отставание развития системы ППД от текущего состояния отборов жидкости привело в последние годы к снижению пластового давления в зоне отбора.

По состоянию на 1.01.2004 г., давление в зоне отборов снизилось до 19,5 МПа (рис. 5.8.), разница между начальным и текущим пластовыми давлениями составила 4,2 МПа.

На снижение пластового давления сказалось, так же интенсивное бурение, которое велось в течение 2000–2001 гг. в восточной части месторождения, не предусмотренное проектом. Как следствие этого, в восточной части наблюдается отставание в формировании системы ППД, что при форсированных отборах сразу же сказывается на энергетическом состоянии участков.

**Таким образом, на основании анализа системы поддержания пластового давления можно сделать вывод о том, что сложившееся состояние системы ППД не удовлетворяет текущие потребности разработки месторождения по следующим причинам:**

* **Не смотря на значительное превышение объемов ГТМ, а следовательно и уровней добычи жидкости над проектом, до сих пор не реализована проектная система ППД, предлагающая блочно-замкнутую систему заводнения с соотношением добывающих и нагнетательных скважин 2: 1. Фактическое соотношение 3,5: 1.**
* **Только 19,2% фонда нагнетательных скважин эксплуатируются при оптимальных давлениях нагнетания (Рнагнопт =14–15 МПа), при этом 28% фонда эксплуатируются при Рнагн выше 16 МПа, что приводит к неэффективной закачке воды по техногенным трещинам.**
* **Система очистки воды для целей ППД не удовлетворяет предъявленным требованиям. Так при проектном предельном содержании ТВЧ – 40 мг/л, фактическое же их содержание зачастую превышает 100 мг/л.**

**Расширение контуров нефтеносности и появившиеся дополнительные данные о геологическом строении пластов, а так же о их продуктивных характеристиках свидетельствует о необходимости разработки нового проектного документа на основе построения геологической и фильтрационной модели продуктивных пластов.**

## 5.3 Эксплуатация УЭЦН с ТМС-Электон на Хохряковском месторождении

В связи с углублением установок до 2200–2400 м. устанавливают ТМС на ЭЦН российского и американского производства, таким образом, мы сможем понижать динамический уровень до забойного давления в пределах 50–70 атм

Что дает нам увеличить депрессию на пласт таким образом увеличиваем приток в скважину. Осуществляется контроль по Региону-2000. за токовыми нагрузками электродвигателя, температуры, давления на приеме насоса, это дает нам оперативное решение по скважине по какой причине остановилась скважина, как показано на рисунке 5.9

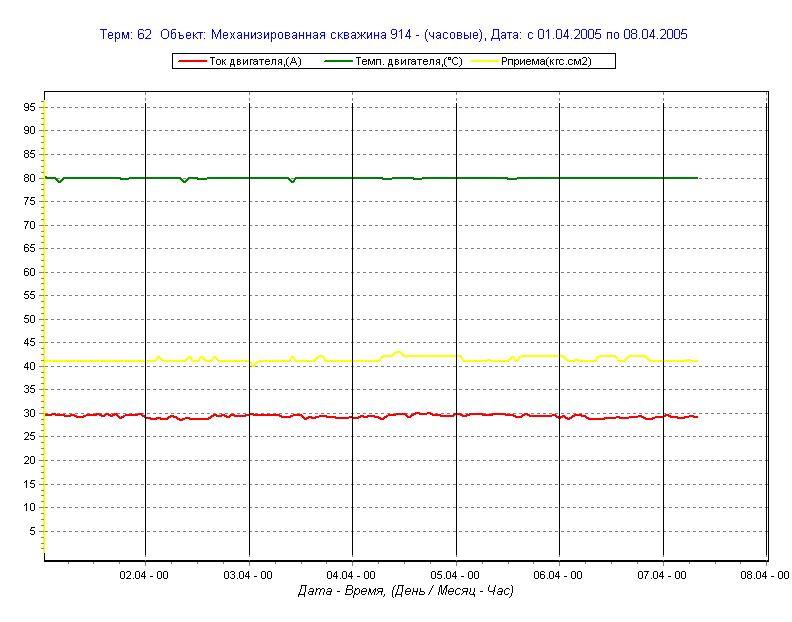


Рис. 5.9 График параметров

На хохряковском месторождении установлено –75 ТМС за период с 2003 по 2005 г. ТМС зарекомендовал по практике с положительной стороны на данный момент практикуются по датчику давления определять по формуле расчетную Нд и Рзаб на некоторых скважинах нет возможности определить уровень по Микону, где большой газовый фактор, маленький процент воды, в этом случае пересчитываем по ТМС.где показанные приведенные формулы (1,2)

1) Нд=20+Нсп – ((датР-Рзатр)\*10,32 / Рн)/(1-удл / Нвд

2) Рзаб=датР+(Pн/10,32\*(1-Н2О/100)+Рв/10,32\*Н2О/100)\*(1-удл / Нвд)\*(Нвд-Нсп-20)

По показнием ТМС можно расчитать плотность газа жидкосной смеси в затрубном пространстве до насоса, практически на Хохряковском месторождении насосы спускаются выше интервала перфорации до 200 м, можно точно рассчитать.

По подбору установок на оптимизацию или наименьший тип оборудования ЭЦН используется ТМС, а также применяется по исследованию скважин путем отжатия динамического уровня на закрытую затрубную манифольдную задвижку, что позволяет определить по формуле Нд и Рзаб. На добывающих скважинах производим гидродинамические исследования, индикаторные кривые с помощью штуцера на разных режимах, не менее 12 часов с замером давления по ТМС и Qж например на некоторых скважинах где стоят ТМС сравниваем Рзаб а также определяем Кпрод. Предоставим скважины на которых делали исследования. 24/730,83/3510,62/914,11/815,7/13074/1056,40/768

По трем скважинам 730,914,3510. построили индикаторные кривые где определяем Кпрод, погрешность самая низкая для этого не требуется использовать глубинные манометры

Этот метод определения Кпрод позволяет также определить пластовое давления по сквахине а также определять другие параметры включая Ф.Е.С. пласта.

Индикаторные кривые

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **исходные данные:** | | |  |  | | |  | |  |  |  |
| месторождение | | | Хохр. |  | | |  | |  |  |  |
| куст | | | 83 |  | | |  | |  |  |  |
| скважина | | | 3510 |  | | |  | |  |  |  |
| пласт | | | 2Ю1 |  | | |  | |  |  |  |
| мес., год исслед. | | | март. 05г. |  | | |  | |  |  |  |
| а.о.сер. инт. перф. | | | 2366 |  | | |  | |  |  |  |
| а.о.гл. сп. эцн | | |  |  | | |  | |  |  |  |
| % обвод. продукции | | | 8 |  | | |  | |  |  |  |
| плотность нефти в пл. усл. | | | 0.732 |  | | |  | |  |  |  |
| плотность воды в пл. усл. | | | 1.013 |  | | |  | |  |  |  |
| плотность смеси | | | 0.75448 |  | | |  | |  |  |  |
| Dшт., мм. | | | Рдатч. | Ндин., м | | | а.о. Ндин. | | Qж., м3/с | Рзатр., атм. | Рзаб., атм. |
| б/ш | | |  | 2224 | | | 2144 | | 96 | 21.8 | 38.89128 |
| б/ш | | |  | 2168 | | | 2088 | | 94 | 20.2 | 41.6026 |
|  | | |  |  | | |  | |  |  |  |
|  | Кпрод = | 96–94 | | | = 0,74 | м3/сут. | |
|  | 41,6–38,9 | | | атм. | |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  | Ln | 250 |  |  |
| kh | =0,74 \*11,57 \* | 0.1 | = 10,66 | D\*см |
| m | 2\*3,14 | | сП |

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Кпр. = | 10\*10,66\* 0,61 | = 4,45 mD |
| 14.6 |

Исследования по отжатию по скважинам 914,730.3510, показала что динамические уровня рассчитываются не более точно как показано на таблице 6.3. где происходило исследование по разным месяцам, по Хохряковскому месторождению эти расчеты производятся каждый месяц на скважинах на которых установившийся режим это дает более конкретную информацию по скважине гле нет возможности определиться с динамическим уровнем и где снижение замеров по высоко дебитному фонду.

Эти расчеты позволяют предохранить установку от оплавления кабеля и выявить реальный уровень и принять решение по скважине, например выставить программу по давлению и температуре где стоят ТМС чтобы автоматически запускалась и отключалась при высокой температуре и по низкому давлению по которому настроина программа.

Применение на нефтепромыслах системы погружной телеметрии совместно со станциями управления «Электон» с регулированием частоты вращения насосной установки позволяет решить задачу создания «интеллектуальной» скважины или «интеллектуального» куста, тем самым максимально автоматизировать процесс добычи нефти.

Использование ТМС позволяет эфективно обеспечивать информацией для выбора оптимальных режимов скважин:

1) снижения периодического фонда путем подбора оборудования

2) вывода скважин на режим с помощью ЧПС и контролера ТМС.

3) Определения Кпр и пластового давления.

Применение ТМС служит для повышения надежности эксплуатации погружного оборудования, получения информации обоснованых параметров скважины, снижения эксплуатационных затрат за счет исключения сложных аварий

**5.4 Подбор оптимального режима скважин эксплуатируемых установками ЭЦН и ТМС на Хохряковском месторождении.**

1. Перевод на другой вид эксплуатации.

Для УЭЦН:

1. Изменением типоразмера УЭЦН.
2. Заглублением УЭЦН.
3. установка СУ Электон-05 с увеличением числа оборотов.

На месторождения УНП-1 применяются все выше перечисленные методов.

Для анализа был взят метод оптимизации увеличения типоразмера и увеличением глубины спуска УЭЦН.

Цель данных работ состояла в том, чтобы за счет понижения Рзаб, увеличить депрессию на пласт, тем самым повысить приток из пласта. Оптимизация проводилась на скважинах, с которых можно было получить наибольший прирост.

В работу выбирались скважины и подбирались к ним УЭЦН, которые могли бы работать с выбраными параметрами и расчетными характеристиками.

Расчет и подбор типоразмера напора УЭЦН производился по программам (Subpump и Perform).

Для анализа были выбраны 123 скважины оптимизированные в 2003 году.

На примере этих скважин был построин графики зависимости Qж, Qн, % от снижения Рзаб. Из данного графика мы видим



Рис. 6.1. Параметры по Qн



Рис. 6.2 Параметры по Н2О



Анализ показал по индикаторным кривым и ТМС зависимости Qж от Рзаб, что снижать Рзаб можно до 50 атм, но в скважинах где Рпл выше 200 атм и прирост будет наблюдаться, причем практически эти скважины находятся в зоне влияния ППД и по ним прослеживается с увеличением отборов рост обводнения к примеру по скважине 1059 куст 75 Хохряковского месторождения, обводненость за 10 месяцев работы увеличилась с 7% до 80%.

В скважинах где Рпл ниже 180 атм снижение Рзаб до 50 атм, явно получаем отрицательный эффект по росту Qж к примеру скв. 106 куст 75 Хохряковского месторождения. Самое оптимальное для этих скважин Рзаб =0,6 Рнас.

Вывод:

1. Снижая Рзаб до 50 атм
2. Снижается наработка на отказ. Данные с прошлого года.
3. Рост% воды в продукции.

Это прослеживается на Хохряковском месторождении выводы должны повторно анализироваться.

Все анализируемые скв. Прошли ГРП по 2 раза (повышенный радиус питания)

Пример скв. 610 куст 60 Хохряковского месторождения Рпл-220, где провели оптимизацию 22.12.2002 спустив 125–2100 на глубину 2320 после Э60–1700 гл. 1800 с режимом 60/52/7 Нд-870 м с влиянием ППД скв. 510. Получили режим 112/78/15 Нд-1298.

23.05.03.спустили Э160–2100 гл. 2420 режим 135/69/38 Нд-1750 скважина отказала по снижению изоляции. Спустили Э-125–2100, гл 2370 режим 76/47/25 Нд-2100 Рзаб-48 атм.

Вывод: Оптимизация на данной скважине привела к увеличению депрессии на пласт, снижению Р заб., Соответственно пласт подвергается деформации, это пример, как теряется продуктивность скв. В этом случае, обратный возврат повышения Р заб. И снижению депрессии к положительному итогу не приводит.

Подбор оптимального типоразмера и глубины спуска УЭЦН производится по принятой в ОАО «ННГ» программе подбора. При отсутствии такой программы необходимо руководствоваться следующими основными принципами:

1. По данным предыдущей эксплуатации УЭЦН Qж, Ндин, Рпл определяется коэффициент продуктивности скважины.

Кпр =  (1)

где Qж – дебит жидкости, м3/сут.;

Рпл – пластовое давление, кг/см2;

Рзаб – забойное давление, кг/см2.

Для вновь вводимых скважин Кпр определяется по результатам гидродинамических исследований.

2. Определяется оптимальное забойное давление , позволяющее получить при данном Кпр максимальный дебит. Оптимальное забойное давление из опыта эксплуатации месторождений составляет 0,75÷0,8 от давления насыщения нефти газом.

3. Исходя из значений оптимального забойного давления определяется динамический уровень

 (2)

где  – динамический уровень по вертикали, м;

 – глубина залегания пласта по вертикали, м;

 – оптимальное забойное давление, кг/см2.

 – удельный вес газожидкостной смеси, г/см3.

4. Из инклинограммы скважины определяется среднее значение соsα угла отклонения ствола скважины от вертикали.

; (3)

5. Определяется динамический уровень в стволе скважины

 (м); (4)

6. Вычисляется глубина спуска установки в скважину

Нсп = Ндин + Нпогр/соsα; (5)

Нпогр – глубина погружения установки под динамический уровень, м.

7. Вычисляется планируемый дебит скважины при 



где Qпл – планируемый дебит скважины, м3/сут;

Кпр – коэффициент продуктивности скважины, м3/сут. ат.

8. Определяется требуемый напор установки

 (м)

где Н – напор установки, м;

ΔΝ – поправка напора, м (на вероятностную характеристику насоса, потери на трение и др).

Для насосов производительностью:

– 20 ÷ 50 ì3/сут Δ Н ≈ 250 м;

– 80 ÷ 125 ì3/сут Δ Н ≈ 180 м;

– 200 и более Δ Н ≈ 100 м;

9. По вычисленным значениям планируемого дебита и требуемого значения напора подбирается ближайший по значениям типоразмер ЭЦН.

10. В скважинах с осложнениями (вынос мех. примесей (песка), опасность разгазирования, прорыва воды или газа из других пластов и др.) значение оптимального забойного давления и планируемого дебита ограничиваются геологической службой предприятия.

Подбор УЭЦН к каждой скважине производится индивидуально, при этом необходимо руководствоваться рекомендуемыми значениями глубины спуска в зависимости от напора насоса, приведенными в таблице 1.

Таблица 6.4

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Месторождение | Пласт | Рекомендуемые глубины спуска для основных типоразмеров УЭЦН | | | | | | | | |
| **50–1950** | **50–2100** | **80–1950** | **80–2100** | **125–2100** | **200–2000** | **250–2100** | **400–950** | **500–800** |
| **1. Хохряковское** | Ю | 2000 | 2200 | 2050 | 2300 | 2150 | 2150 | 2150 | 1250 | 1100 |

11. При подборе типоразмера и глубины спуска УЭЦН является обязательным значение глубины погружения под динамический уровень в зависимости от обводненности, приведенной в таблице 2.

Таблица 6.5.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Обводненность, % | 0–20 | 20–40 | 40–60 | 60–80 | 80 и более |
| Глубина погружения под динамический уровень не менее, м | 900 | 800 | 700 | 600 | 500 |

Расчетные показатели по месторождению

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |
| **2 ЮВ 1** | **Рнас** | **В** | **G** | **Uв** | **Uнс** | **Uг** |
|  | **83** | **1.152** | **60** | **0.986** | **0.847** | **0.001258** |

|  |  |
| --- | --- |
| **Показатели по скважине** |  |
| **Lвип (верхний ин-л перфор)** | **3086** |
| **Lкр (удлинение кровли)** | **149** |
| **H сп (глубина спуска)** | **1550** |
| **Lсп (удлинение на глуб спуска)** | **83** |
| **Qж (дебит скв)** | **35** |
| **%в (процент обводнённости)** | **10** |
| **Hдин (динамический уровень)** | **1870** |
| **Lудин (удлин на дин ур-нь)** | **38** |
| **Рб (давление на буфере)** | **11** |
| **Рзатр (затрубное давл)** | **8** |
| **Рпл (пластовое давление)** | **210** |
| **dлифта (в дюймах)** | **2** |
| **Нсппр (принимаемая глуб спуска** | **2300** |
|  |  |
| **Lпод реал** | **1650** |
| **Lудл пр** | **89** |

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Данные расчёта** |  |  |
| **Uпл=** | **0.817058** |  | **удельный вес нефти пластовой** |  |  |
| **Uнг=** | **0.747** |  | **удельный вес нефти с газом** |  |  |
| **Рзаб=** | **188.2411** |  | **забойное давление при старом режиме** |  |
| **Кпр=** | **1.608536** |  | **коэфф продуктивности** |  |  |  |
| **Рзабmin=** | **66.4** |  | **минимальное забойное давление** |  |  |
| **Qпот =** | **230.9858** |  | **максимальный расчетный дебит** |  |  |
| **Lп.расч=** | **2884.708** | **(+удл)** | **длинна спуска при Qпот** |  |  |  |
| **Lг =** | **211.7469** |  | **работа газа** |  |  |  |  |
| **Lтр =** | **16.5** |  | **потери напора в трубах** |  |  |  |
| **Рпнн =** | **62.59** |  | **потребный напор насоса на подъём жид** |  |
| **Рзаб р =** | **172.4272** |  | **расчётное забойное давление для нового режима** | | | | |
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
| **Qрасч =** | **60.437** |  |
| **Ндрасч=** | **1757.79** | **(+удл)** |

На основании данных ТМС определяется фактическая газанасыщенность скважинной продукции индивидуально для каждой скважины.

**6. Организационно-экономический раздел**

**6.1 Анализ динамики технико-экономических показателей**

Динамика технико-экономических показателей ННП представлена в таблице №6.1

Таблица №6.1 Динамика технико-экономических показателей ОАО «ННП»



**6.2 Анализ эффективности проведения оптимизации скважин по Хохряковскому месторождению**

Насосную эксплуатацию нефтяных скважин можно применять в самых различных условиях – при дебитах скважин от нескольких тонн, до сотен тонн в сутки. При подъёме нефти из скважин, широко применяют электроцентробежные насосы. Отечественная промышленность выпускает УЭЦН в широком ассортименте, что позволяет эксплуатировать скважины в самых разнообразных природных условиях, а также при суровом климате Западной Сибири. В зависимости от условий эксплуатации (дебит, расстояние до динамического уровня, свойства жидкости, наличие или отсутствие песка и газа) выпускаются различные насосы В данной части моего диплома, рассматривается эффективность проведения оптимизации режимов работы, т.е. смена УЭЦН с меньшего типоразмера на больший. Оптимизация УЭЦН не повлияет на наработку насосов на отказ, но сможет существенно повысить дебиты скважин по жидкости, а соответственно по нефти.

Ниже приведён расчётный анализ годовых выгод и затрат на проведения оптимизации 7 скважин и сравнительный анализ с предыдущим режимом работы.

Скважины для проведения оптимизации.

1. скважина №721 (Э-80) Qж – 85 м3 перевод на Э-125 Qж – 130 м3

2. скважина №1059 (Э-50) Qж – 55 м3 перевод на Э-80 Qж – 86 м3

3. скважина №185 (Э-80) Qж – 88 м3 перевод на Э-160 Qж – 164 м3

4. скважина №763 (Э-125) Qж – 135 м3 перевод на Э-160 Qж – 155 м3

5. скважина №855 (Э-50) Qж – 73 м3 перевод на Э-80 Qж – 95 м3

6. скважина №867 (Э-25) Qж – 35 м3 перевод на Э-50 Qж – 60 м3

7. скважина №155 (Э-125) Qж – 138 м3 перевод на Э-160 Qж – 170м 3

Суммарный прирост по нефти составил 243т/сут

##### Таблица №6.2 Исходные данные

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Показатели** | **Единицы измерения** | **Числовое значение** |
| **Фонд оптимизированных скважин** | ед. | 7 |
| **Среднесуточный прирост дебита (по всем скважине)** | т/сут | 243 |
| Наработка на отказ до оптимизации | сут | 135,0 |
| Наработка на отказ после проведения оптимизации | сут | 135,0 |
| Себестоимость добычи нефти | руб./т | 1749 |
| Доля условно переменных затрат в себестоимости нефти | % | 51,2 |
| Ставка дисконта | % | 10 |
| Расчётный период | лет | 3 |
| Продолжительность одного ПРС | час | 48 |
| Стоимость одного часа ПРС | руб. | 3700 |
| Цена одной тонны нефти | руб. | 3379,2 |
| Среднесписочная численность ППП | чел. | 980 |
| Среднегодовая стоимость основных производственных фондов | млн. руб. | 4487 |
| Годовая добыча нефти в 2004 году | тыс. т | 5589,6 |

**6.3 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели**

Расчет дополнительной добычи нефти (газа) и дополнительной выручки от реализации

Проведение оптимизации приведёт к увеличению добычи нефти, которую можно определить по формуле:

ΔQ(q) = Δq \* T \*Кэ \* N, **(6.1)**

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут;

Т – время работы скважины в течение года, сут;

N – количество оптимизированных скважин, ед.

Кэ – коэф-т эксплуатации скважин, ед.

ΔQ2004 = 34,7 \* 365\*0,947 \* 7 = 83959,6 т.

Увеличение добычи нефти приведёт к росту производительности труда,

которая определяется по следующей формуле:

ΔПт = ΔQ \* Цн / Чп, **(6.2)**

где ΔПт – повышение производительности труда, руб./чел.;

ΔQ – прирост добычи, тн;

Цн – цена одной тонны нефти, руб.;

Чп – среднесписочная численность ППП, чел.;

ΔПт = 83959,6 \* 3379,2/980 = 289,5 тыс. руб./чел.

Также ведёт к увеличению фондоотдачи:

ΔФо = ΔQ \* Ц / Сопф, **(6.3)**

где Сопф – среднегодовая стоимость основных производственных фондов (руб.);

ΔФо – прирост фондоотдачи.

ΔФо = 83959,6 \* 3379,2/4487000 = 63,23 руб./тыс. руб.

Снижение себестоимости добычи нефти (ΔС) происходит за счёт изменения условно-постоянных затрат (Зпос) на единицу продукции и определиться по формуле (6):

ΔС = Зпос (1/Q – 1/(Q + ΔQ)), **(6.4)**

где Зпос – условно постоянные затраты на добычу нефти по ННП, тыс. руб.;

Q – добыча нефти до мероприятия по ННП, тыс. т.

ΔС = 6959,1 \* 0,48 \*(1/5589,6–1/(5589,6+83,9)) = 0,9 руб./т.

Увеличение объёма добычи нефти ведёт к увеличению абсолютной величины прибыли от реализации:

ΔПрреал = ΔQреал \* (Ц – (с/с -ΔС)), **(6.5)**

где ΔПрреал – дополнительная прибыль от реализации нефти, руб.;

ΔQреал – дополнительно реализованная нефть, т;

Ц – цена реализации нефти (руб.);

с/с – себестоимость добычи нефти до проведения мероприятия, руб./т;

ΔС – снижение себестоимости нефти.

ΔПрреал = 83,9 \* (3379,2 – 1749 + 0,9) = 136698,2 тыс. руб.

Так как увеличивается прибыль от реализации продукции, то соответственно увеличивается и чистая прибыль предприятия:

ΔПрчист = ΔПрреал – Нпр, **(6.6)**

где Нпр – величина налога на прибыль, руб.;

ΔПрчист = 136698,2 – 136698,2 \* 0,26 = 101156,7 тыс. руб.

И так, дополнительная чистая прибыль предприятия за счёт снижения постоянных затрат без учёта затрат на мероприятие на 1 тонну нефти составила 101156,7 тыс. руб.

**6.4 Расчёт показателей экономической эффективности мероприятия**

Расчет капитальных и текущих затрат

Данное мероприятие связано с дополнительной добычей (ΔQ).

Доля условно-переменных затрат составляет 51,2%.

Объём дополнительно добытой нефти – 83959,6 тонн.

Цена за 1 тонну нефти равна 3379,2 руб.

Капитальные затраты на проведение оптимизации отсутствуют.

Количество оптимизированных скважин 2004 году 7 штук.

Проведём расчёт ПДН и ЧТС на ближайшие три года.

Прирост выручки от реализации за год определим по формуле:

ΔВ (Q) = ΔQ \* Цн, **(6.7)**

где ΔQ – объём дополнительной добычи нефти, тыс. руб.;

Цн – цена 1 тонны нефти, тыс. руб.

ΔВ (Q) = 83,9 \* 3379,2 = 283514,88 тыс. руб.

Текущие затраты (на дополнительную добычу) определяются как сумма затрат на мероприятие и затрат условно-переменных по формуле:

Иt = Идоп + Имер2, **(6.8)**

где Идоп – затраты условно-переменные на дополнительную добычу нефти, руб.;

Имер – затраты на проведение мероприятия.

ΔИдоп = ΔQ \* с/с \* дуп / 100, **(6.9)**

где с/с – себестоимость нефти, руб./тонну;

дуп – удельный вес условно-переменных затрат, %.

ΔИдоп = 83,9 \* 1749 \* 0,51 = 74837,96 тыс. руб.

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле:

Имер2 = С1час ПРС \* ТПРС \* Nскв, **(6.10)**

где С1ГРП – стоимость одного ГРП, руб.;

Nскв – количество скважин, ед.

Имер2 = 3,7 \* 48 \* 365/145 \* 7 = 3129,43 тыс. руб.

Тогда общие затраты, связанные с дополнительной добычей нефти составят:

И1 = 74837,96 + 3129,43 = 77967,4 тыс. руб.;

Определяем величину налога на прибыль (Нпр).

Для расчёта налога на прибыль, рассчитаем прибыль налогооблагаемую по формуле:

ΔПнал.обл. = ΔВ – ΔИ **(6.11)**

где ΔВ-прирост выручки от реализации, тыс. руб.;

ΔИ – текущие затраты, тыс. руб.

ΔПнал.обл1 = 283514,88 – 77967,4 = 205547,5 тыс. руб.;

ΔПнал.обл2 = 205547,5 тыс. руб.;

ΔПнал.обл3 = 205547,5 тыс. руб.

Нпр = ΔПнал.обл \* Nпр / 100, **(6.12)**

где Нпр – ставка налога на прибыль, % (принять 26%);

ΔНпр1 = 205547,5 \* 26 / 100 = 53442,3 тыс. руб.;

ΔНпр2 = 53442,3 тыс. руб.;

ΔНпр3 = 53442,3 тыс. руб.

Расчет потока денежной наличности и чистой текущей стоимости

Прирост годовых денежных потоков (ΔДПt) рассчитывается по формуле:

ΔДПt = ΔВt – ΔИt – Нt **(6.13)**

ΔДП1 = 283514,88 – 77967,4 – 53442,3 = 152105,18 тыс. руб.;

ΔДП2 = 152105,18 тыс. руб.;

ΔДП3 = 152105,18 тыс. руб.

Поток денежной наличности определяется как разница между приростом годовых денежных потоков и капитальными вложениями:

ПДНt = ΔДПt **(6.14)**

ПДН1 = 152105,18 тыс. руб.;

ПДН2 = 152105,18 тыс. руб.;

ПДН3 = 152105,18 тыс. руб.

Накопленный поток денежной наличности определим по формуле:

НПДН = ∑ ПДН, **(6.15)**

НПДН1 = 152105,18 тыс. руб.;

НПДН2 = 152105,18 + 152105,18 = 304210,36 тыс. руб.;

НПДН3 = 152105,18 + 304210,36 = 456315,54 тыс. руб.;

Коэффициент дисконтирования – по формуле:

αt = (1 + Енп)-t, **(6.16)**

α1 = (1 + 0,1)-1 = 0,9091;

α2 = (1 + 0,1)-2 = 0,8264;

α3 = (1 + 0,1)-3 = 0,7513.

Дисконтированный поток денежной наличности – по формуле:

ДПДНt = ДПt \* α, **(6.17)**

ДПДН1 = 152105,18 \* 0,9091 = 138278,82 тыс. руб.;

ДПДН2 = 152105,18 \* 0,8264 = 125699,72 тыс. руб.;

ДПДН3 = 152105,18 \* 0,7513 = 114276,62 тыс. руб.

Чистая текущая стоимость – по формуле:

ЧТСt = ∑ ДПДНt, **(6.18)**

ЧТС1 = 138278,82 тыс. руб.;

ЧТС2 = 138278,82 + 125699,72 = 263978,54 тыс. руб.;

ЧТС3 = 114276,62 + 263978,54 = 378255,16 тыс. руб.;

Результаты расчёта сведены в таблицу №6.2. Профили накопленного потока денежной наличности и чистой текущей стоимости построены на рисунке №6.1.

По графику динамики НПДН и ЧТС можно определить срок окупаемости текущих вложений (Ток) – это точка пересечения НПДН и ЧТС с осью абсцисс.

Таблица №6.3. Расчёт экономических показателей

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Ед.изм. | 2004 | 2005 | 2006 |
| Капитальные вложения | тыс. руб. | - | - | - |
| Прирост добычи нефти | тыс. тонн | 83959,6 | 83959,6 | 83959,6 |
| Прирост выручки от реализации | тыс. руб. | 283514,88 | 283514,88 | 283514,88 |
| Текущие затраты | тыс. руб. | 77967,4 | 77967,4 | 77967,4 |
| Прирост прибыли | тыс. руб. | 205547,5 | 205547,5 | 205547,5 |
| Прирост суммы **Налоговых выплат** | тыс. руб. | 53442,3 | 53442,3 | 53442,3 |
| Денежный поток | тыс. руб. | 152105,18 | 152105,18 | 152105,18 |
| Поток денежной наличности | тыс. руб. | 152105,18 | 152105,18 | 152105,18 |
| Накопленный ПДН | тыс. руб. | 152105,18 | 304210,36 | 456315,54 |
| Коэффициент  дисконтирования  (Енп=0,1) | Д.ед | 0,9091 | 0,8264 | 0,7513 |
| Дисконтированный  ПДН | тыс. руб. | 138278,82 | 125699,72 | 114276,62 |
| Чистая текущая  стоимость | тыс. руб. | 138278,82 | 263978,54 | 378255,16 |

Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

На последнем этапе экономического обоснования предлагаемого мероприятия проводится анализ чувствительности проекта к риску. Для этого выбирается интервал наиболее вероятного диапазона вариации каждого фактора, например:

* годовая добыча (-30%; +10%);
* цены на нефть (-10%; +20%);
* текущие затраты (-25%; +15%);
* налоги (-15%; +25%).

Для каждого фактора определяется ЧТС: ЧТС(Q); ЧТС(Ц); ЧТС(Т); ЧТС(Н).

Полученная зависимость чистой текущей стоимости от факторов изображается графически. Значения ЧТС на каждой прямой, соответствующие крайним точкам диапазона, соединяются между собой, образуя фигуру, напоминающую «паука». Значения ЧТС при заданных изменениях параметров находятся в положительной области, проект не имеет риска.

Таблица №6.4. Расчёт экономических показателей при уменьшении объёма добычи нефти на 30%, тыс. руб.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Обознач | 2004 | 2005 | 2006 |
| Прирост добычи нефти, т | Qt | 58771,72 | 58771,72 | 58771,72 |
| Прирост выручки от реализации | Вt | 198601,40 | 198601,40 | 198601,40 |
| Текущие затраты | Иt | 77967,40 | 77967,40 | 77967,40 |
| Прирост прибыли | ПРt | 120634 | 120634 | 120634 |
| Налог на прибыль и имущество | Нпр | 31364,84 | 31364,84 | 31364,84 |
| Капитальные затраты | Кt | - | - | - |
| Поток денежной наличности | ПДНt | 89269,16 | 89269,16 | 89269,16 |
| Накопленный ПДН | НПДНt | 89269,16 | 178538,31 | 267807,47 |
| Коэффициент дисконтирования | α | 0,9091 | 0,8264 | 0,7513 |
| Дисконтированный ПДН | ДПДНt | 81154,59 | 73772,03 | 67067,92 |
| Чистая текущая стоимость | ЧТСt | 81154,59 | 154926,62 | 221994,54 |

Таблица №6.5. Расчёт экономических показателей при увеличении объёма добычи нефти на 10%, тыс. руб.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Обозначения | 2004 | 2005 | 2006 |
| Прирост добычи нефти, т | Qt | 92355,56 | 92355,56 | 92355,56 |
| Прирост выручки от реализации | Вt | 312087,91 | 312087,91 | 312087,91 |
| Текущие затраты | Иt | 77967,40 | 77967,40 | 77967,40 |
| Прирост прибыли | ПРt | 234120,51 | 234120,51 | 234120,51 |
| Налог на прибыль и имущество | Нпр | 60871,33 | 60871,33 | 60871,33 |
| Капитальные затраты | Кt | - | - | - |
| Поток денежной наличности | ПДНt | 173249,18 | 173249,18 | 173249,18 |
| Накопленный ПДН | НПДНt | 173249,18 | 346498,35 | 519747,53 |
| Коэффициент дисконтирования | А | 0,9091 | 0,8264 | 0,7513 |
| Дисконтированный ПДН | АДПДНt | 157500,83 | 143173,12 | 130162,11 |
| Чистая текущая стоимость | ЧТСt | 157500,83 | 30673,95 | 430836,05 |

Таблица №6.6. Расчёт экономических показателей при уменьшении цены нефти на 10%, тыс. руб.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Обозначения | 2004 | 2005 | 2006 |
| Прирост добычи нефти, т | Qt | 83959,60 | 83959,60 | 83959,60 |
| Прирост выручки от реализации | Вt | 255344,65 | 255344,65 | 255344,65 |
| Текущие затраты | Иt | 77967,40 | 77967,40 | 77967,40 |
| Прирост прибыли | ПРt | 177377,25 | 177377,25 | 177377,25 |
| Налог на прибыль и имущество | Нпр | 46118,09 | 46118,09 | 46118,09 |
| Капитальные затраты | Кt | - | - | - |
| Поток денежной наличности | ПДНt | 131259,17 | 131259,17 | 131259,17 |
| Накопленный ПДН | НПДНt | 131259,17 | 262518,33 | 393777,50 |
| Коэффициент дисконтирования | А | 0,9091 | 0,8264 | 0,7513 |
| Дисконтированный ПДН | АДПДНt | 119327,71 | 108472,58 | 98615,01 |
| Чистая текущая стоимость | ЧТСt | 119327,71 | 227800,28 | 326415,30 |

Таблица №6.7. Расчёт экономических показателей при увеличении цены нефти на 20%, тыс. руб.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Обозначения | 2004 | 2005 | 2006 |
| Прирост добычи нефти, т | Qt | 83959,60 | 83959,60 | 83959,60 |
| Прирост выручки от реализации | Вt | 340459,54 | 340459,54 | 340459,54 |
| Текущие затраты | Иt | 77967,40 | 77967,40 | 77967,40 |
| Прирост прибыли | ПРt | 262492,14 | 262492,14 | 262492,14 |
| Налог на прибыль и имущество | Нпр | 68247,96 | 68247,96 | 68247,96 |
| Капитальные затраты | Кt | - | - | - |
| Поток денежной наличности | ПДНt | 194244,18 | 194244,18 | 194244,18 |
| Накопленный ПДН | НПДНt | 194244,18 | 388488,36 | 582732,54 |
| Коэффициент дисконтирования | А | 0,9091 | 0,8264 | 0,7513 |
| Дисконтированный ПДН | АДПДНt | 176587,38 | 160523,39 | 145935,65 |
| Чистая текущая стоимость | ЧТСt | 176587,38 | 337110,78 | 483046,43 |

Таблица №6.8. Расчёт экономических показателей при уменьшении затрат на 25%, тыс. руб.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Обозначения | 2004 | 2005 | 2006 |
| Прирост добычи нефти, т | Qt | 83959,60 | 83959,60 | 83959,60 |
| Прирост выручки от реализации | Вt | 283716,28 | 283716,28 | 283716,28 |
| Текущие затраты | Иt | 58475,55 | 58475,55 | 58475,55 |
| Прирост прибыли | ПРt | 225240,73 | 225240,73 | 225240,73 |
| Налог на прибыль и имущество | Нпр | 58562,59 | 58562,59 | 58562,59 |
| Капитальные затраты | Кt | - | - | - |
| Поток денежной наличности | ПДНt | 166678,14 | 166678,14 | 166678,14 |
| Накопленный ПДН | НПДНt | 166678,14 | 333356,28 | 500034,42 |
| Коэффициент дисконтирования | А | 0,9091 | 0,8264 | 0,7513 |
| Дисконтированный ПДН | АДПДНt | 151527,10 | 137742,82 | 125225,29 |
| Чистая текущая стоимость | ЧТСt | 151527,10 | 289269,91 | 414495,20 |

Таблица №6.9. Расчёт экономических показателей при увеличении затрат на 15%, тыс. руб.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Обозначения | 2004 | 2005 | 2006 |
| Прирост добычи нефти, т | Qt | 83959,60 | 83959,60 | 83959,60 |
| Прирост выручки от реализации | Вt | 283716,28 | 283716,28 | 283716,28 |
| Текущие затраты | Иt | 89662,51 | 89662,51 | 89662,51 |
| Прирост прибыли | ПРt | 194053,77 | 194053,77 | 194053,77 |
| Налог на прибыль и имущество | Нпр | 50453,98 | 50453,98 | 50453,98 |
| Капитальные затраты | Кt | - | - | - |
| Поток денежной наличности | ПДНt | 143599,79 | 143599,79 | 143599,79 |
| Накопленный ПДН | НПДНt | 143599,79 | 287199,58 | 430799,37 |
| Коэффициент дисконтирования | α | 0,9091 | 0,8264 | 0,7513 |
| Дисконтированный ПДН | ДПДНt | 130546,57 | 118670,87 | 107886,52 |
| Чистая текущая стоимость | ЧТСt | 130546,57 | 249217,44 | 357103,96 |

Таблица №6.10. Расчёт экономических показателей при уменьшении налогов на 15%, тыс. руб.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Обозначения | 2004 | 2005 | 2006 |
| Прирост добычи нефти, т | Qt | 83959,60 | 83959,60 | 83959,60 |
| Прирост выручки от реализации | Вt | 283716,28 | 283716,28 | 283716,28 |
| Текущие затраты | Иt | 77967,40 | 77967,40 | 77967,40 |
| Прирост прибыли | ПРt | 205748,88 | 205748,88 | 205748,88 |
| Налог на прибыль и имущество | Нпр | 45470,50 | 45470,50 | 45470,50 |
| Капитальные затраты | Кt | - | - | - |
| Поток денежной наличности | ПДНt | 160278,38 | 160278,38 | 160278,38 |
| Накопленный ПДН | НПДНt | 160278,38 | 320556,76 | 480835,13 |
| Коэффициент дисконтирования | α | 0,9091 | 0,8264 | 0,7513 |
| Дисконтированный ПДН | ДПДНt | 145709,07 | 132454,05 | 120417,15 |
| Чистая текущая стоимость | ЧТСt | 145709,07 | 278163,12 | 398580,27 |

Таблица №6.11. Расчёт экономических показателей при увеличении налогов на 25%, тыс. руб.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Обозначения | 2004 | 2005 | 2006 |
| Прирост добычи нефти, т | Qt | 83959,60 | 83959,60 | 83959,60 |
| Прирост выручки от реализации | Вt | 283716,28 | 283716,28 | 283716,28 |
| Текущие затраты | Иt | 77967,40 | 77967,40 | 77967,40 |
| Прирост прибыли | ПРt | 205748,88 | 205748,88 | 205748,88 |
| Налог на прибыль и имущество | Нпр | 66868,39 | 66868,39 | 66868,39 |
| Капитальные затраты | Кt | - | - | - |
| Поток денежной наличности | ПДНt | 138880,49 | 138880,49 | 138880,49 |
| Накопленный ПДН | НПДНt | 138880,49 | 277760,99 | 416641,48 |
| Коэффициент дисконтирования | α | 0,9091 | 0,8264 | 0,7513 |
| Дисконтированный ПДН | ДПДНt | 126256,26 | 114770,84 | 104340,92 |
| Чистая текущая стоимость | ЧТСt | 126256,26 | 241027,10 | 345368,01 |

Чувствительность проекта к изменению факторов показана на рисунке №3.2.

**6.5 Заключение**

Как показал расчёт экономической эффективности проведения оптимизации на 7 скважинах, отрицательные значения НПДН отсутствуют, то есть при существующих экономических обстоятельствах проведение мероприятия, проект окупается в течении 1 года. На расчётный счёт предприятия за рассматриваемый период поступят денежные средства в сумме 456315,54 тыс. рублей, а с учётом фактора времени, то есть дисконтирования, – 378255,16 тыс. рублей. Как видим, чистая текущая стоимость положительная, то есть ЧТС > 0, а это является критерием эффективности проекта.

График чувствительности проекта к риску расположен в положительной области, что говорит о слабой чувствительности проекта к риску в пределах изменяющихся параметров. Поэтому предлагается внедрять его в производство.