ВВЕДЕНИЕ

В условиях бурного развития нефтяной промышленности разведаны уникальные запасы нефти и газа, и началось создание новых крупнейших нефтедобывающих районов в Западной Сибири, одним из которых является Сургутский район, где образовалась ОАО "Сургутнефтегаз". Нефтегазодобывающее управление "Лянторнефть", одно из структурных подразделений открытого акционерного общества "Сургутнефтегаз", образовалось в 1979 году.

Лянторское месторождение нефтяники называли уникальным и отнесли его к сложнопостроенным и именно объединению "Сургутнефтегаз" в 1979 году предстояло разрабатывать столь необычное месторождение. Нефтегазодобывающее управление "Лянторнефть" в структуре "Сургутнефтегаз" считается одним из стабильных, несмотря на всю сложность построения месторождения.

Современные системы сбора и подготовки продукции нефтяных скважин предусматривают максимальное использование давления на устье скважин для обеспечения транспортирования нефтегазоводяной смеси как по промысловым трубопроводам, так и через все технологические установки, включая установки подготовки нефти и воды. При этом высокая эффективность производства достигается в результате совмещения различных технологических процессов в одних аппаратах. В настоящее время разработаны унифицированные системы сбора и подготовки нефти, газа и воды, в которых используется индустриализация обустройства всех объектов. Индустриализация обустройства промысловых объектов представляет собой комплектно-блочное исполнение заводского изготовления всего оборудования, в результате чего объем монтажных операций на месте эксплуатации оборудования резко сокращается. В этой связи на нефтяных месторождениях за последние годы появился ряд новых технологических процессов и аппаратов, обслуживание которых требует специальных знаний. Так, эффективное использование реагентов-деэмулъгаторов для разрушения нефтяных эмульсий требует знания не только концентраций и дозировок вводимого реагента, но и умения создать необходимый режим турбулентного перемешивания потока и т. п. Изложение материала построено в соответствии с технологической цепочкой операций по сбору и подготовке нефти и воды. Сведения по технике безопасности и охране окружающей среды, приведенные в конце глав, необходимы для правильной эксплуатации современного оборудования на нефтяных месторождениях.

1. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

1.1 Орогидрография

На Лянторском месторождении гидрографическая сеть развита широко и представлена рекой Пим и сетью ее притоков. На водоразделах расположены озера и болота различных размеров. Озера занимают 22% территории месторождения. Наиболее крупные озера: Энтьлор, Токтурылор, Монкетлор, Сыхтынглор, Киуснэлор, Неримлор и другие.

На территории месторождения судоходна лишь река Пим. Большая часть территории покрыта труднопроходимыми болотами, на северо-востоке отличается сплошная озерно-болотная система.

Лесные массивы расположены вдоль реки и на водоразделах участками среди обширных болот, занимают 12% от общей площади и состоят из кедра, лиственницы, сосны и березы. Болотистые участки покрыты мхом, реже встречаются редколесье.

Климат района резко континентальный. Зима продолжительная и снежная, часты метели и снегопады, толщина снежного покрова достигает 1,5 метров. Лето короткое, сравнительно теплое и дождливое. Среднегодовые температуры в районе месторождения составляют -3°С...-4°С. Районный центр г. Сургут является крупным речным портом в Среднем Приобье, связан железной дорогой с городами Тюмень, Нижневартовск, Тобольск, Уренгой. Город связан авиалиниями со многими крупными населенными пунктами севера и юга области, а также с европейской частью страны.

Среди источников питьевого и технического водоснабжения возможно использование пресных поверхностных вод, пресных подземных вод, четвертичных и палеогеновых отложений, а так же минерализованных и высокотемпературных вод аптальбсеноманского водоносного комплекса.

Район относится к слабо заселенным, плотность населения не превышает одного человека на 1 км2, коренное население (ненцы, ханты, манси и селькупы) занимаются исключительно оленеводством, пушным и рыбным промыслом. В последние годы местное население принимает активное участие в проведении работ по разработке и добыче нефти. В непосредственной близости от месторождения находится город Лянтор, расположенный на левом берегу реки Пим. Наиболее крупный населенный пункт город Сургут, расположен в 80 километров к юго-востоку от месторождения. Действующий магистральный нефтепровод Усть-Балык-Омск проходит в 75 километров, к юго-востоку от месторождения. С развитием работ по разработке и добыче нефти и газа район получил значительные перспективы для экономического развития всего народного хозяйства.

Рисунок 1.1.1 - Обзорная карта

1.2 Тектоника

В пределах Западносибирской плиты выделяются три структурнотекто-нических этажа. Формирование нижнего закончилось в палеозое и соответствует геосинклинальному этапу развития плиты. Он представлен изверженными, эффузивными и метаморфическими породами, подвергнувшимися орогенезу.

Промежуточный структурно-тектонический этаж соответствует отложениям пермотриасового возраста. В пределах Лянторского месторождения он представлен эффузивами (туфами и базальтами) и значительно менее дислоцирован. По данным сейсморазведочных работ, в том числе и методом МОВ ОГТ, два нижних этажа на территории изучаемого месторождения характеризуются наличием дизъюнктивных нарушений. Структурная поверхность по отражающему горизонту представляет чередование приподнятых и опущенных блоков различной ориентации, разности абсолютных отметок вдоль разломов достигают более 40 метров.

Отложения верхнего структурно-тектонического этажа (осадочного чехла) накапливались в условиях устойчивого пригибания фундамента и представлены терригенными отложениями. Они характеризуются пликативными дислокациями.

Согласно тектонической карты мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западносибирской геосинеклизы Лянторское месторождение расположено в пределах Хантыйской антеклизы в северо-западной части Сургутского свода. Здесь выделяются две положительные структуры второго порядка: Востокинский и Пимский валы.

Пимский вал по отражающему горизонту "А" оконтуривается сейсмоизогипсой - 2700 метров, в пределах которой, его размеры составляют 20x190 километров. Он имеет субмеридиональное простирание с погружением его оси в южном направлении на 300 метров. Вал осложнен рядом локальных поднятий, наиболее северное из которых Лянторское входит в состав одноименного месторождения. Поднятие оконтурено изогипсой - 2680 метров и имеет субмеридиональное простирание. Его амплитуда составляет 90 метров. К северу от Лянторского месторождения находится Востокинский вал, имеющий также субмеридиональное простирание. Его размеры 20x55 километров. Он осложнен поднятиями третьего порядка. Два южных из них, Январское и Востокинское, составляют северную часть изучаемого месторождения. Востокинская структура является наиболее крупной, оконтуривается по отражающему горизонту "А" изогипсой - 2680 метров и имеет форму брахиантиклинальной складки меридионального простирания с размерами 4x16 километров. Ее амплитуда достигает 15 метров. Следует отметить, что объединение в пределах одного месторождения частей двух структур второго порядка, выделенных по отражающему горизонту "А", ставит под сомнение наличие между ними прогиба достаточной амплитуды и качество сейсморазведки. Представляется достаточно обоснованным выделения здесь Востокинско-Пимского вала как единой структуры. С востока к Востокинскому поднятию примыкает группа малоамплитудных незначительных по размерам локальных поднятий (Тайбинское, Тутлимское и Таняунское), также входящих в состав Лянторского месторождения.

В целом для Лянторской группы поднятий Сургутского свода отличается унаследованность развития структурных форм.

1.3 Характеристика продуктивных горизонтов

Нефтегазоносность Лянторского месторождения связана с отложениями нижнего мела и средней юры.

Основная характеристика продуктивных горизонтов приведена в таблице 1.3.1

В подсчете запасов 1994 года были выделены следующие залежи: газонефтяные - в пластах АС-9, АС-10, АС-11;

- нефтяные - в пластах БС-81, БС-82, БС-16-17, БС-18, БС-19-20, ЮС-2. В ГКЗ РФ запасы нефти были утверждены по пластам АС-9, АС10, АС-11, БС-82 , БС18. По соотношению газо- и нефтенасыщенных частей основных продуктивных пластов АС 9…11 Лянторское месторождение является нефтегазовым, по геологическому строению -сложнопостроенным.

Залежь пласта АС11 относится к нижней части эксплуатационного объекта АС 9...11 и характеризуется наиболее сложным строением разреза. В соответствии с этим и формы залегания песчаных тел, формирующих пласт, весьма разнообразны (линзы, полулинзы, врезы и т.д.).

Общая толщина пласта АС11 изменяется в очень широком диапазоне значений от 4 до 50 метров. Зоны максимальных толщин пласта, как правило, укладываются в вытянутые полосообразные формы, напоминающие разветвленные русла с тенденцией их приуроченности к присводовым зонам Востокинской, Январской и Лянторской структур. Зоны уменьшенных толщин, напротив, тяготеют к межструктурным погружениям (сочленения Таняунской и Январской, Январской и Лянторской, Январской и Востокинской структур). Эффективные толщины пласта АС11 также характеризуются широким диапазоном изменения от 2...4 до 28...30 метров. Зоны эффективных максимальных толщин достаточно четко укладываются в субмеридиальную (относительно узкую) полосу, характеризующуюся на отдельных участках субширотными ответвлениями (Лянторское поднятие в районе ДНС 2,4,5,6). Уменьшенные эффективные толщины характеризуются преимущественной приуроченностью к восточному и западному бортам Лянторской структуры. Максимально опесчаненным пласт является на Лянторской площади, на западном и северном структурных погружениях Востокинского поднятия; в пределах восточной и южной частей месторождения его песчаность снижается. В подсчете запасов 1994 года запасы нефти пласта АС 11 утверждены по 4 залежам: в районе разведочной скважины 79Р (Востокинское поднятие), в районе скважины 2Р и 11Р (Январская структура), в районе скважин 9Р, 25Р , 5Р (Лянторская площадь).

Залежь нефти района скважины 79Р (Востокинская площадь) приурочена к куполовидному поднятию с размерами 5,5x2,0 километров. ВНК принят на абсолютной отметке - 2047 метров. Высота залежи - 7 метров. Средняя нефтенасыщенная толщина пласта - 4,5 метров. По типу залежь пластово-сводовая, водоплавающая. Запасы нефти оценены по категории С2. Залежь района скважины 2Р (Январская площадь) приурочена к локальному поднятию с размерами 4,2x2,0 километров ВНК отбивается на отметке 2050 метров. Высота залежи 15 метров. По типу залежь пластово-сводовая, водоплавающая. Нефтенасыщенная толщина изменяется от 0.4 до 5.5 метров при среднем значении 1.7 метров.

Толщина перемычки, отделяющей рассматриваемый пласт от вышележащего, изменяется от 2 до 4 метров и лишь в районе скважин 7116, 7115, 6109 оказывается меньше 2 метров. Толщина плотного раздела на уровне ВНК изменяется от 2 до 4 метров. За контуром залежи толщина перемычки оказывается меньше 2-х метров. Запасы нефти залежи отнесены к категории С1 и связаны с водонефтяной зоной. Залежь района скважины 11Р (Январская структура) имеет размеры 7.5x2.5 километров и контролируется брахиантиклинальной складкой северо-восточного простирания.

Высота залежи достигает 32 метров. ВНК принят на отметке - 2050 метров. По типу залежь пластово-сводовая, водоплавающая.

Нефтенасыщенная толщина пласта АС 11 изменяется от 1.0 до 15.4 метров при среднем значении 7.0 метров. В пределах залежи выделяются водонефтяная, газоводонефтяная и газонефтяная зоны, из которых водонефтяная является самой значительной, занимая 95% площади. На 71% площади залежи нефть находится в контакте с водой; толщина перемычки в этой части менее 2 метров. На уровне ГНК преимущественная толщина перемычки находится в пределах от 0 до 2,0 метров. Залежь пласта АС И Лянторской площади приурочена к брахиантиклинальному поднятию, вытянутому в субмеридиональном направлении и осложняющему западное крыло региональной структуры. Размеры поднятия составляют 16x4-6 км, высота 40 метров. Значительная часть площади залежи в пределах внешнего контура нефтеносности является неразбуренной в связи с низкими предполагаемыми значениями или полным отсутствием нефтенасыщенных толщин в этой зоне. Залежь пласта АС 11 от вышележащего пласта АС 10 на рассматриваемом участке отделяются весьма незначительной и очень изменчивой по толщине перемычкой, значение которой изменяется от 0,6 до 3,0 метров. В ряде скважин песчаные пласты сливаются, образуя единый гидродинамически связанный резервуар. Проницаемая часть пласта АС 11 изучены по 7 скважинам, в четырех из которых изучена нефтенасыщенная часть. Пористость изменяется от 19,3 до 28,6 % и в среднем по пласту составляет 24,5 % (25%) по нефтенасыщенной части 23,9 %, по водо-насыщенной - 25,8%.

Таблица 1.3.1 - Характеристика продуктивных горизонтов.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметры | АС 9 | АС10 | АС11 | АС9..11 |
| Средняя глубина залегания, м | 2093 | 2099 | 2101 | - |
| Тип залежи | Терригенный |
| Тип коллектора |
| Площадь нефтегазоносности, тыс. м | 1060535 | 675899 | 18653 | 1060535 |
| Средняя общая толщина, м | 11,73 | 22,84 | 23,1 | 62,57 |
| Эффективная средняя толщина, м | 8,6 | 16,71 | 13,26 | 37,66 |
| Средняя газонасыщенная толщина, м | 6,59 | 7,29 | 5,84 | 6,82 |
| Средняя нефтенасыщенная толщина, м | 4,42 | 7,5 | 5,72 | 5,89 |
| Средняя водонасыщенная толщина, м | 4,07 | 10,5 | 12,69 | 20,89 |
| Пористость газонасыщенного коллектора, доли единиц. | 0,248 | 0,247 | 0,24 | 0,247 |
| Пористость нефтенасыщенного коллектора, доли единиц. | 0,248 | 0,251 | 0,246 | 0,25 |
| Начальная насыщенность нефтью, доли единиц. | 0,625 | 0,623 | 0,639 | 0,629 |
| Объемный коэффициент газа, доли единиц. | 0,0048 | 0,0048 | 0,0048 | 0,0048 |
| Объемный коэффициент нефти, доли единиц. | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 |
| Объемный коэффициент воды, доли единиц. | 1,01 | 1,01 | 1,01 | 1,01 |
| Плотность газа в поверхностных условиях, кг/м3 | 0,686 | 0,636 | 0,686 | 0,686 |
| Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м | 891 | 905 | 906 | 897 |
| Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м3 | 1009 | 1008 | 1008 | 1008 |
| Средняя проницаемость по керну, мкм2 | 0,299 | 0,399 | 0,266 | 0,347 |
| Средняя проницаемость по геофизике, мкм2 | 0,432 | 0,539 | 0,496 | 0,517 |
| Средняя проницаемость по гидродинамике, мкм2 | 0,122 | 0,109 | 0,1 |  |
| Вязкость газа в пластовых условиях, мПа-с | 0,0188 | 0,0188 | 0,0188 | 0,0188 |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа-с | 3.67,4.5 | 6.18,4.2 | 6.18,4. 2 | 6.18,4. 26 |
| Вязкость воды в пластовых условиях, мПа-с | 0,49 | 0,49 | 0,49 | 0,49 |
| Плотность газа в пластовых условиях, кг/м3 | 144,8 | 144,8 | 144,8 | 144,8 |
| Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м3 | 812,795 | 846,796 | 846,796 | 846,796 |
| Плотность воды в пластовых условиях, кг/м3 | 1000 | 999 | 999 | 999 |
| Газовый фактор, м /т | 84 | 89 | 78 | 87 |
| Пластовая температура,0С | 61,5 | 61,5 | 61,5 | 61,5 |
| Пластовое давление, МПа | 21 | 21 | 21 | 21 |
| Давление насыщения нефти газом, МПа | 15.2,20 | 14.5,19 | 14.5,19 | 14.5,19.4 |
| Средняя продуктивность, 10м3/(сут-МПа) | 0,96 | 1,13 | 1,08 | 1,01 |
| Коэффициент песчанистости, доли ед. | 0,733 | 0,732 | 0,574 | 0,602 |
| Коэффициент расчлененности, доли ед. | 2,295 | 4,048 | 5,193 | 11,147 |
| Содержание серы в нефти, % | 1 | 1,22 | 1,22 | 1,22 |
| Содержание парафина в нефти, % | 2,33 | 1,98 | 1,98 | 1,98 |
| Содержание стабильного конденсата, г/м | 39,7 | 39,7 | 39,7 | 39,7 |
| Начальные балансовые запасы нефти, тыс. т | 325233 | 554394 | 94344 | 54217 |
| в том числе по категории В+Сь | 319538 | 546561 | 51 132 | 917331 |
| по категории С2; | 5695 | 8288 | 3085 | 17013 |
| Начальные балансовые запасы свободного газа, млн.м | 166919 | 87558 | 3187 | 257694 |
| в том числе по категории Сь | 166839 | 87558 | 3187 | 257582 |
| по категории С2; | 80 | 2 |  | 82 |
| Начальные балансовые запасы конденсата, тыс. т | 6627 | 3476 | 126 | 10229 |
| в том числе по категории Сь | 6624 | 3476 | 126 | 10226 |
| по категории С2; | 3 |  |  | 3 |

Проницаемость изменяется от 2.2·10-3 до 698·10-3 мкм2 присреднем значении 266·10-3 мкм , по нефтенасыщенной части 258·10-3 мкм2, по водонасыщенной 276·10-3 мкм2. Среднее значения по скважинам существенно не различаются и изменяются от 229·10-3 до 316·10-3 мкм2. Коллекторские свойства пласта АС11 определялись также по данным промысловой геофизики. Пористость изменяется от 21 до 26% присреднем значении 24,8%. Среднее значение проницаемости 536·10-3мкм2 при вариациях 1·10-3...149·10-3 мкм2. Эффективные толщины пласта АС10 в пределах месторождения изменяются от 4...8 до 24 метров. В них плановом размещении не просматривается четкой геоструктурной привязки. На Январском поднятии они тяготеют к его юго-западному и западному погружениям, а на Востокинском - связываются с его присводовой частью и восточным крылом. Зоны уменьшенных и минимальных эффективных толщин наиболее обширны в южной половине месторождения.Широкой кольцеобразной полосой они трассируются от Тайбинско-Таняунской зоны поднятий через сочленение Январской и Востокинской структур до западного крыла Лянторского поднятия, откуда непрерывно переходят на его южную периклиналь, отвечающей территории ДНС 2,4,1,19. Значительная по размерам зона пониженных значений эффективных толщин субширотного простирания отмечается также и в районе северного купола Востокинской структуры. Характер изменения песчанности пласта АС 10, очень близок поведению эффективных толщин. Диапазон изменения коэффициента песчанности весьма широк и находится в пределах 0.2...1,0.Газонефтяные залежи пласта АС10 являются основным добывающим объектом Лянторского месторождения, и содержит основные запасы нефти (57,4%).В подсчете запасов 1994 года залежи пласта АС 10 были выделены в пределах единого контура нефтеносности, охватывающего Лянторскую, Январскую, Востокинскую структуры, в районе Тайбинского поднятия и две залежи на Таняунской структуре.На южном окончании основной залежи наметилось расширение контура к юго-востоку на 2 километров. Основная залежь представлена нефтяной оторочкой подстилающего типа с газовой шапкой и подошвенной водой. Газовая шапка приурочена к центральным частям структур. Чисто нефтяная зона практически отсутствует. Запасы нефти пласта АС 11 связаны с водонефтяной, газонефтяной и газоводонефтяной зонами. Размеры залежи в пределах основной площади 57x19 километров, высотой нефтяной оторочки 15...17 метров, высотой газовой шапки на Лянторской структуре - 44 метров, Январской – 35 метров, Востокинской - 18 метров.Нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,4 до 22 метров при среднем значении 7,5 метров.Газонасыщенная толщина изменяется от 0,5 до 24,4 метров. Газовые шапки небольших размеров на Лянторском поднятии последовательно окаймляются газонефтяной и газоводонефтяной зонами. На Январском и Востокинском поднятиях, чистогазовая зона выделяется в единичных скважинах. Водонефтяная зона приурочена к краевой части залежей и имеет максимальное развитие в прогибах между поднятиями. Подгазовая зона характеризуется контактным залеганием нефти и газа на 94,6% площади; толщина глинистого раздела на уровне ГНК менее 3-х метров.

Неконтактные нефтенасыщенные толщины выделяются в скважинах водонефтяной и чистонефтяной зон, где в разрезе отсутствует газ и толщина глинистого раздела на уровне ВНК более 2-х метров (22,5% площади залежи).

Залежи пласта АС 10 отделяются от вышележащего пласта АС9 глинистым экраном толщиной от 2 до 8 метров и более, имеющий почти повсеместное распространение.

Проницаемая часть пласта АС10 представлена преимущественно мелкозернистыми песчаниками с прослоями песчаников среднезернистых и алевролитов крупно - и среднезернистых.

Открытая пористость изменяется от 14,8 до 29,9% при среднем значении 24,8% (25%). Большая часть пород (66%) имеет пористость 24...28% Проницаемость изменяется от 1,3·10-3до 2735·10-3мкм при среднем значение 399·10-3мкм2. По площади месторождения наибольшая часть пород имеет проницаемость от 100·10-3до 500·10-3 мкм2 . Участки с проницаемостью менее 100·10-3мкм2 тяготеют к погруженным частям структурных осложнений.

Песчаный пласт АС9 выделяется в составе сангопайской подсвисты, характеризуется всеобщим распространением в пределах месторождения и перекрывается сверху глинистыми аналогами пластов АС7 и АС8, а также типично морскими осадками быстринской пачки глин. Зоны максимальных значений общих толщин пласта приходятся на северную и южную периклинали Лянторского поднятия, а также присводовые участки Востокинской и Январской структур.

Зоны минимальных толщин тяготеют к межструктурному погружению Лянторской и Январской структур и к северной периклинали Востокинского поднятия.

Эффективная толщина пласта в пределах контура нефтеносности изменяется от 2...4 до 16 метров.

В геоструктурном отношении отмечается тенденция приуроченности эффективных максимальных толщин пласта АС9 к восточным присклоновым участкам структурных поднятий, за исключением Востокинского поднятия, в пределах которого они образуют достаточно обширную зону, совпадающую в плане с территорией ДНС 10, 13, 14.

Залежи пласта АС 9 характеризуются самым широким контуром нефтеносности. Продуктивные отложения этого пласта залегают под мощной глинистой покрышкой толщиной 30…44 метров.

В подсчете запасов 1994 года газонефтяные залежи пласта АС9 были выделены в пределах основной площади (Лянторская, Январская и Востокинская структуры), а также в районе Таняунской, Тайбинской (восточная площадь) и Тутлимской структур.

Запасы нефти пласта АС9 связаны, в основном, с газонефтяной и водонефтяной зонами. Чистонефтяная зона выделяется условно при рассмотрение пласта АС9 отдельно от пласта АС 10.

В морфологическом отношение пласт АС9 на большей части площади имеет монолитное строение со средним коэффициентом песчанности 0,73 и расчлененностью 2,2. На юге, юго-востоке Лянторской залежи коэффициент песчанности снижается до 0,46, расчлененность увеличивается до 3,3. Высоким коэффициентом песчанности характеризуется восточный склон Востокинского поднятия (0,9...1,0), где песчаные коллектора пластов АС9 и АС10 сливаются в единый резервуар. В крыльевой части структур кровельная и подошвенная части пласта часто глинизируются.

Основная залежь пласта АС9 имеет размеры 72x22 километров, высоту нефтяной оторочки 17 метров, газовой шапки на Лянторской структуре - 74 метров, Январской - 48 метров, Востокинской - 43 метров. Чистогазовая зона занимает основную площадь залежи и представлена двумя газовыми шапками. Газоводонефтяная зона выделена лишь в отдельных скважинах. Газонефтяная, нефтяная и водонефтяная зоны узким кольцом окаймляют газовые шапки. На Январском поднятие и в прогибах между поднятиями ширина нефтяной оторочки увеличивается до 5...6 метров. Нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,4 до 15 метров, составляя в среднем 4,3 метров. Газонасыщенная толщина изменяется от 0,4 до 19,8 метров.

Восточная залежь, расположенная в пределах Таняунской и Тайбинской структур, имеет размеры 15x5 километров, высоту нефтяной оторочки - 20 метров, высоту газовой шапки - 24 метров.

Проницаемая часть пласта АС9 представлена мелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами.

Коллекторские свойства пласта изучались по разрезу 129 скважин. Открытая пористость, изученная по 3003 образцам, изменяется в широком диапазоне от 16,1 до 29,8% при среднем значении 24,3% (24%)

Наибольшая часть пород (80%) имеет пористость 22...26% , у 13%) пород - более 26%.

Проницаемость по пласту в среднем составляет 299·10-3 мкм2 и изменяется от 1,1·10-3до 1830·10-3 мкм2 . Большая часть образцов (64%)имеет проницаемость 100·10-3...500·10-2мкм2, проницаемость более 500·10-3 мкм2 характеризуется 16% пород. По площади пласта коллекторы в большинстве скважин имеют проницаемость от 102 · 10-3 до 495·10-3 мкм. Участки с проницаемостью более 500·10-3 мкм2 отмечаются в центральной части месторождения, на восточном и западном крыльях Востокинской структуры и на юге Таняунской площади. Участки развития коллекторов с проницаемостью от 10·10-3 до 100·10 -3 мкм2 выделяются на западном и восточном склонах южной части месторождения, в периферийных участках центральной части месторождения и на севере.

Возможно и целесообразно выделения эксплуатационного объекта АС 9…11 обусловливается условиями залегания углеводородов (нефти и газа), а также особенностями строения и взаимоотношением (в частности, степенью литологической и гидродинамической связанности) песчаных резервуаров и тел, формирующих пласты АС9, АС10, АС11.

В пределах месторождения, оконтуриваемого внешним контуром нефтеносности плата АС 9, толщина перемычек между пластами АС9 и АС 10 изменяются в очень широком диапазоне значений 0...14 метров.

На большей части Лянторского месторождения перемычка между пластами АС9 и АС 10 незначительна по толщине и платы, по видимому, гидродинамически связаны. Толщина перемычки между пластами АС 10 и АС 11 изменяется в пределах от 0 до 24м. Зоны максимальных толщин непроницаемых разделов в плане размещены крайне неравномерно. Максимальная по размерам зона увеличенных толщин перемычки (от 6 до 20...24 метров) приходится на собственно Лянторскую структуру (район ДНС-19, 2). Они часто характеризуются вытянутыми формами (район ДНС-1, 3, 5, 6), образуя полукольца и кольца. В центральной и северной частях месторождения, а также в пределах Тайбинской и Таняунской структур - зоны максимальных толщин распределены крайне неравномерно по площади, а преимущественный диапазон изменения перемычек здесь составляет 0...4.0 метров.

1.4 Состояние разработки Лянторского месторождения

Лянторское нефтегазовое месторождение введено в разработку в 1978 году. Нефтегазоносность месторождения связана с отложениями | нижнего мела: нефтегазонасыщенные пласты АС-9, АС-10, АС-11, ; объединенные в один объект АС, нефтенасыщенные - БС-8 , БС-18. Разработка месторождения осуществляется в соответствии с "Дополнением к технологической схеме разработки Лянторского месторождения", выполненного ТО "СургутНИПИнефть" (протокол №2375 ЦКР Министерства топлива и энергетики РФ от 15.07.99г.) и "Авторского надзора за реализацией дополнения к технологической схеме разработки", выполненного ТО "СургутНИПИнефть" в 2004 году (протокол №3270 ЦКР МЭ РФ от 28.10.04г.), в которых предусматривается:

-выделение трех эксплуатационных объектов разработки: АС 9. ..11, БС-18, БС-82;

По основному объекту разработки АС 9...11 :

-размещение добывающих и нагнетательных скважин по! обращенной девятиточечной системе с плотностью сетки 16 га/скв с организацией на отдельных участках залежи барьерного, очагового и приконтурного заводнения;

-по Тайбинско-Таняунской залежам - трехрядной по квадратной сетке (400x400м) с плотностью 16 га/скв.;

на участке 1утлимскои залежи - трехрядной по квадратной сетке (500x500м) с плотностью 16 га/скв.;

* по пласту АС-9 на участке слияния Востокинской и Таняунской площадей - трехрядной системы разработки с размещением скважин по квадратной сетке (566x566м) с плотностью 32 га/скв.;

-по пласту АС-11 на участке северного купола - трехрядной системы разработки с размещением скважин по квадратной сетке (400x400м) с плотностью 16га/скв.

По объекту БС-18:

-эксплуатация бокового горизонтального ствола в углубленной скважине №2134.

По объекту БС-82:

-размещение скважин по треугольной сетке (600x600м). Разработка в процессе уточнения геологического строения залежи на упруговодонапорном режиме. Решение о формировании системы воздействия принять после разбуривания и уточнения геологического строения залежи.

Проектный фонд по месторождению составляет 6278 скважин. Не. 01.01.2010 пробурено 5952 скважины, из них: добывающих - 4370 нагнетательных - 1430. Проектный фонд реализован на 94,8 %.

С начала разработки месторождения отобрано 216287,622 тыс.т нефти, что составляет 91,4% от начальных извлекаемых запасов.

За отчетный год по месторождению добыто 5821,675 тыс.т нефти. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов составил 2,46%, от текущих извлекаемых запасов - 22,3%. В 2009 году введены в эксплуатацию 5 новые добывающие скважины, добыча из них составила 9,932 тыс.т. нефти, среднегодовой дебит одной новой скважины по нефти составил 13,12 т/сут, по жидкости 79,22 т/сут, среднегодовая обводненность 83,44%.

Добыча жидкости по месторождению за 2010 год составила 13262,407 тыс.т. Среднегодовой дебит одной действующей скважины составил по нефти - 4,94 т/сут, по жидкости - 113,24 т/сут, среднегодовая обводненность 95,64%.

Рисунок 1.4.1 Динамика добычи

Эксплуатационный фонд добывающих скважин на конец года составив 3454, действующих - 3255. По причине слабого притока 91 скважину работают в периодическом режиме. На 01.01.2010 года на месторождении эксплуатационный фонтанный фонд составил 47 скважин, действующий - 16, со средним дебитом нефти за год 7,51 т/сут) Добыча нефти за 2009 год фонтанным способом составила 37,735 тыс.т - 0,65% от общей добычи по месторождению. Максимальный объем добычи - 97,7% составляет добыча из скважин, оборудованных ЭЦН (5689,287 тыс.т).

Эксплуатационный фонд скважин, оборудованных ЭЦН, на 01.01.2010 года составил 3258, действующий - 3132 со среднегодовым дебитом нефти 5,03 т/сут, жидкости 117,38 т/сут.

Эксплуатационный фонд скважин, оборудованных ШГН - 149; действующий - 107, средний дебит нефти за год 2,31 т/сут, добыча за 2010 год из них составила 94,653 тыс.т (1,62%).

Неработающий фонд добывающих скважин на 01.01.2010 года по месторождению составил 231 скважину, или 6,68 % от эксплуатационного фонда. 6 бездействующем фонде Лянторского месторождения находится 199 нефтяных скважин. Основной причиной бездействия добывающих скважин является остановка скважин из-за высокой обводненности продукции (169 скважин, или 84,9% от бездействующего фонда).

Эффект от проведения капитальных ремонтов за 2010 год составил 384,447 тыс.т нефти (в том числе по нагнетательным скважинам -31,121 тыс.т нефти). От приобщения пласта в 17 добывающих и 1 нагнетательной скважинах дополнительно добыто 11,019 тыс.т нефти. В отчетном году бригадами капитального ремонта скважин проведены работы по восстановлению герметичности эксплуатационных колонн в 20 добывающих и 6 нагнетательных скважинах. Ремонтно-изоляционные работы по ликвидации перетоков проведены в 13 добывающих и 17 нагнетательных скважинах, в том числе по ликвидации межпластовых перетоков в 12 добывающих и 17 нагнетательных скважинах; по снижению обводнённости продукции проведена селективная изоляция в 95 добывающих скважинах отключение отдельных обводнённых пластов - в 17 добывающих скважинах. С целью регулирования заводнения провели изоляцию пласта в 3 и селективную изоляцию в 26 нагнетательных скважинах.

Эксплуатация пласта БС8/2 ведется с 2002 года. На 01.01.2010 года с начала разработки отобрано 1107,117 тыс.т нефти, за текущий год добыча нефти составила 133,994 тыс.т. Пласт БС8/2 эксплуатировался 30 скважинами, средний дебит нефти одной скважины за год составил 12,39 т/сут, жидкости - 73,67 т/сут при среднегодовой обводненности: 83,19%.

Пласт БС18 в 2009 году эксплуатировался одной скважиной, введенной в работу в декабре боковым стволом. По пласту с начала разработки отобрано 3,542 тыс.т, что составляет 1,96% от начальных извлекаемых запасов. За текущий год по пласту отобрано 28 т нефти Среднегодовой дебит нефти одной скважины составил 1,56 т/сут, жидкости - 35,56 т/сут при обводненности 95,63%.

Основным объектом разработки является объект АС9-11, на долю которого приходится 97,7 % годовой добычи нефти и 99,0 % действующего фонда нефтяных скважин. По объекту разработки АС9-11 за 2010 год извлечено 5687,653 тыс.т нефти, с начала разработки 215176,963 тыс.т - 91,5% от извлекаемых запасов, за год добыто 132596,890 тыс.т. жидкости.

2. ТЕХНИКО – ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

2.1 Обоснование необходимости промысловой подготовки нефти

Процесс подготовки добываемой газоводонефтяной эмульсии заключается в отделении от нефти и утилизации попутно добываемого нефтяного газа, подтоварной воды и получении нефти товарной кондиции в соответствии с требованиями ГОСТ № 9965-76. Подготовка поступившей по нефтесбору жидкости, осуществляется в несколько технологических ступеней и зависит от содержания попутного нефтяного газа и стойкости газо-водонефтяной эмульсии к отделению подтоварной воды, а также физических свойств.

Поступившая на дожимную насосную станцию (ДНС) газо-водонефтяная эмульсия ступенчато сепарируется от попутного нефтяного газа и направляется на предварительное отделение воды на установки предварительного сброса воды (УПСВ), размещаемые или на площадке ДНС, или на отдельной площадке. В зависимости от проектных решений установки предварительного сброса воды оборудуются технологическими отстойниками, нагревателями, аппаратами, насосным оборудованием.

Предварительно подготовленная нефть по системе напорных трубопроводов поступает на товарные парки, где на установках подготовки нефти (УПН), проходит ступенчатую подготовку до товарной кондиции. Товарная нефть по системе трубопроводов поступает на коммерческие узлы учета объединенной измерительной системы концевой сепарационной установки (КСУ), где осуществляется прием -сдача нефти в систему трубопроводного транспорта нефти акционерной компании и транспортируется на нефтеперерабатывающие заводы (лист 1 графической части дипломного проекта). Газо-водонефтяная эмульсия из системы нефтесбора поступает через устройство предварительного отбора газа (УПОГ) в сепараторы 1 ступени сепарации ДНС, где сепарируется от попутного нефтяного газа и направляется в сепараторы-буферы. Из сепараторов-буферов нефть откачивается насосами внешней перекачки на УПСВ или УПН. В связи с высокой коррозионной агрессивностью обводненной нефти в напорный коллектор ДНС дозировочными насосами блока реагента (БДР) подается ингибитор коррозии. В случае невозможности внешней откачки (авария на напорном нефтепроводе, неисправность насосов внешней перекачки и т.п.) предусмотрено поступление нефти из сепараторов-буферов в аварийный резервуар (РВС).

Газ, выделившийся из газо-водонефтяной эмульсии в УПОГ и сепараторах 1 ступени сепарации, через газосепаратор направляется в газопровод на компрессорные станции (КС), газоперерабатывающий завод (ГПЗ) или Сургутскую ГРЭС. Газ, выделившийся из нефти в сепараторах-буферах, направляется на компрессор низких ступеней для последующей утилизации. Выделившийся в газосепараторе, конденсат отводится на вход сепараторов-буферов.

На УПСВ разгазированная водонефтяная эмульсия из сепаратора 1 ступени сепарации поступает на печи трубчатые для нагрева и далее на отстойники, где происходит разделение эмульсии на нефть и воду. Нефть из отстойников направляется в сепараторы-буферы и далее насосами внешней перекачки откачивается на УПН. Выделившаяся в отстойниках из эмульсии, подтоварная вода поступает в очистные РВС, где происходит подготовка подтоварной воды к утилизации в систему поддержания пластового давления (ППД). Очищенная вода с содержанием нефтепродуктов до 100 мг/литр из очистных РВС насосами подтоварной воды подается на вход кустовой насосной станции (КНС) системы ППД. Нефтяная пленка из очистных РВС через сливной стояк отводится в аварийный РВС. Для ускорения процесса разделения эмульсии на нефть и воду производится подача деэмульгатора в газо-водонефтяную эмульсию на входе УПСВ дозировочными насосами блока реагента.

В настоящее время широко эксплуатируются УПСВ с аппаратами типа "Хитер-Тритер", в которых процессы нагрева и разделения эмульсии на нефть и воду происходят в трехфазном аппарате. Для нагрева эмульсии используется часть попутного нефтяного газа, выделяющегося в самом аппарате. На УПН предварительно подготовленная на УПСВ, нефть после первичного подогрева в печи 1 ступени и разгазирования в сепараторе 1 ступени поступает в отстойники, где происходит дальнейшее разделение эмульсии на нефть и воду. Нефть из отстойников после подогрева в печи 2 ступени, где происходит обезвоживание нефти до остаточного содержания воды не более 1 %. Из электродегидраторов нефть через сепараторы-буферы поступает в товарные РВС, откуда насосами внешней перекачки откачивается на коммерческий узел учета нефти. Выделившаяся в отстойниках и электродегидраторах, подтоварная вода поступает в очистные РВС, где происходит отстой остаточных нефтепродуктов, содержащихся в воде. Подготовленная вода из очистных РВС насосами подтоварной воды подается на вход кустовой насосной станции (КНС) системы поддержания пластового давления. Нефтяная пленка из очистных РВС через сливной стояк насосами внутренней перекачки подается на вход УПН. Для ускорения процесса отделения нефти от подтоварной воды производится подача деэмульгатора на входе УПН дозировочными насосами блока реагента.

Газ, выделившийся из нефти в сепараторах 1 и 2 ступеней и сепараторах-буферах, используется для собственных нужд.

2.2 Нефтяные эмульсии, условия и факторы, влияющие на образование эмульсий

Нефтяные эмульсии - это механическая смесь нефти и пластовой воды, не растворимых друг в друге и находящихся в мелкодисперсном состоянии.

В нефтяных эмульсиях принято различать две фазы - внутреннюю и внешнюю. Внутренняя называется дисперсной фазой и она разобщена, а внешняя называется дисперсионной средой, представляющей собой сплошную неразрывную фазу.

Нефтяные эмульсии делятся на два больших класса:

1. эмульсии первого рода или прямые, когда капельки нефти, являющиеся дисперсной фазой, равномерно размещены в воде, -дисперсионной среде. Такие эмульсии называются "нефть в воде" и условно обозначаются Н/В;
2. эмульсии второго рода или обратные, когда капельки воды -дисперсная фаза, равномерно или неравномерно размещены в нефти, являющейся дисперсной средой. Такие эмульсии называются "вода в нефти" и условно обозначаются В/Н.

Тип эмульсии легко устанавливается определением свойств ее дисперсной среды. В эмульсиях Н/В внешней фазой является вода, и поэтому они смешиваются с водой в любых соотношениях и обладают высокой электропроводностью, в то время как эмульсии В/Н смешиваются только с углеродной жидкостью и не обладают заметной электропроводностью. Условленно, что тип образующейся эмульсии в основном зависит от соотношения объемов нефти и воды; дисперсионной

средой (внешней) обычно стремится стать та жидкость, объем которой больше.

Факторы, влияющие на образование эмульсии. В нефти и пластовой воде, поднимаемых на поверхность, всегда содержатся вещества в растворимом состоянии, которые способствуют образованию нефтяных эмульсий. Вещества, содержащиеся в нефти (асфальтены, нафтены, смолы, парафин) и в пластовой воде (соли, кислоты) оказывающие существенное влияние на образование эмульсии называются естественными эмульгаторами или естественные поверхностными веществами (ПАВ). Характерной особенностью строение молекул естественных ПАВ является их дифильность, т.е. строение молекул, состоящих из двух частей - полярной группы (воды) и неполярного то образуется углеводородного радикала.

Полярная группа ПАВ (гидрофильная) взаимодействие с водой, а неполярная (гидрофобная) - с нефтью.

Таким образом, образование эмульсии - прямой или обратной -зависит от того, чего больше находится в естественных молекулах ПАВ -полярных или неполярных групп. Если в естественных молекулах ПАВ содержится больше полярной группы, то образуется эмульсии прямого типа - нефть в воде, если же в этих ПАВ больше содержится неполярной группы, эмульсии обратного типа - вода в нефти.

2.3 Методы разрушения эмульсий

Существует несколько способов разрушения нефтяных эмульсий:

1. внутритрубная деэмульсация;
2. гравитационный отстой;
3. центрофугирование;
4. фильтрация;
5. термохимическое воздействие;
6. электродегидрирование;
7. сочетание перечисленных способов.

Для легких и средних нефтей самые эффективные первый и пятый способы, а для тяжелых нефтей шестой и седьмой способы.

Разрушение нефтяных эмульсий, осуществляемое в промысловых условиях, преследует две цели:

1) отделение от нефти воды и вывод воды из системы транспорта в пределах месторождения;

2) обессоливание нефти, способствующее продлению жизни трубопроводов и оборудованию за счет снижения коррозии.

2.3.1 Внутритрубная деэмульсация

Разрушение нефтяной эмульсии происходит в трубах на пути движения по стволу скважины, выкидной линии и сборному коллектору вплоть до установок подготовки нефти.

Принцип внутритрубной деэмульсации очень прост и состоит. В межтрубное пространство эксплуатационных скважин или в начало сборного коллектора дозировочным насосом ( 15...20 г на 1т нефтяной эмульсии) подается деэмульгатор, который сильно перемешивается с этой эмульсией в процессе ее движения до УПН и разрушает ее.

Применение внутритрубной деэмульсации стало возможным при появлении эффективных деэмульгаторов, что увеличило производительность УПН и качество подготавливаемой нефти.

Эффективность внутритрубной деэмульсации зависит от многих факторов, основными из которых являются: эффективность самого деэмульгатора, интенсивность и длительность перемешивание эмульсии с ПАВ, количество воды, содержащейся в эмульсии, и температура смешивания. Чем больше эффективность ПАВ, длительность перемешивания, количество воды и температуры эмульсии, тем интенсивнее происходит внутритрубная деэмульсация. Однако эффективность внутритрубной деэмульсации падает при увеличении содержания в нефти асфальтенов. А также плотности и вязкости этой нефти. Внутритрубная деэмульсация позволяет организовать предварительный сброс воды, который целесообразно при содержании воды в продукции скважин более 30%.

2.3.2 Гравитационный отстой и центрифугирование

Гравитационный отстой происходит за счет разности плотностей пластовой воды (1010... 1200 кг/куб.м.) и нефти (790...95 кг/куб.м.) в герметизированных отстойниках и сырьевых резервуарах. Гравитационный отстой может применяться также без нагрева эмульсии, когда нефть и вода не подвергаются сильному перемешиванию, в нефти практически отсутствуют эмульгаторы и обводненность нефти достигает порядка 60%. После внутритрубной деэмульсации расслоение эмульсии в резервуарах без подогрева происходит в течении 2...3ч содержание остаточной воды в нефти при холодном отстое составляет 1...2%. Эмульсия должна подаваться в резервуары равномерно по всей площади через распределительное устройство, которое находится под уровнем пластовой воды, что увеличивает поверхность эмульсии, контактирующей с водяной подушкой, и интенсифицирует процесс расслоения эмульсии.

Сущность центрифугирования заключается в следующем. Нефтяная эмульсия подается в центрифугу, в которой размещается направляющий аппарат, придающий ей определенное направление движения. Благодаря центробежной силе вода, как более тяжелая, сосредотачивается вокруг стенок аппарата и стекает вниз. Обезвоженная нефть отводится из аппарата по центральной трубе. Этот способ ввиду большой стоимости, сложности и очень низкой производительности практически не применяется.

2.3.3 Фильтрация

Нестойкие эмульсии иногда успешно расслаиваются при пропускании их через фильтрующий слой, которым должен быть гравий, битое стекло, древесные и металлические стружки, стекловата и другие материалы.

Фильтрующее вещество должно отвечать следующим требованиям:

1) иметь плотность и упругость, достаточные для того, чтобы глобулы воды при прохождении растягивались и разрушались;

2) хорошую смачиваемость, благодаря чему происходит изменение скорости движении эмульсии и разрыв оболочек глобул воды;

3) иметь противоположный по знаку заряд, чем у глобул воды, тогда происходит снятие заряда с глобул, чем устраняется отталкивающая сила между ними.

Размеры фильтров, имеющих вид колонн, зависят от объема прокачиваемой эмульсии, ее вязкости и скорости движения. Нефтяная эмульсии вводится в колонну снизу и проходит через фильтр, где вода удерживается и сбрасывается через низ колонны, а нефть свободно проходит и отводится через верх.

2.4 Требование, предъявляемые к качеству подготовки нефти

Подготовка нефти на промыслах заключается в отделении от нефти пластовой воды, механических примесей и солей, а также легких газообразных углеводородов. Отделение от нефти легких газообразных углеводородов стабилизирует нефть и снижает ее испаряемость. От качества подготовки нефти зависят эффективность и надежность магистрального транспорта нефти, качество полученных из нее продуктов. Повышенное содержание в товарной нефти воды, хлористых солей и механических примесей способствует более интенсивному коррозионному износу трубопроводов, оборудования перекачивающих станций и аппаратов нефтеперерабатывающих заводов, снижает пропускную способность трубопроводов.

В зависимости от содержания в товарных нефтях воды, хлористых солей и механических примесей они разделены на три группы представленные в таблице 2.4.1

Таблица 2.4.1-Содержание показателей

|  |  |
| --- | --- |
| Показатели | Номер группы |
| 1 | 2 | 3 |
| Содержание воды, % не более | 0,5 | 1 | 1 |
| Содержание хлористых солей, мг/л, не более | 100 | 300 | 1800 |
| Содержание механических примесей, % не более | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| Давление насыщенных паров в пункте сдачи нефти, КПа, не более | 66,66 | 66,66 | 66,66 |

2.5 Типы и характеристика применяемых деэмульгаторов

Деэмульгаторы, применяемые для разрушения нефтяных эмульсий, делятся на две группы: на иногенные (образующие ионы в водных растворах) и неиногенные (не образующие ионов в водных растворах).

К первой группе относятся малоэффективные деэмульгаторы НЧК (нейтрализованный черный контакт) и НКГ (нейтрализованный кислый гудрон), применявшиеся ранее для подготовки нефти и имеющие следующие недостатки: при взаимодействии с пластовой водой образуют твердые вещества, выпадающие в осадок (гипс, гидрат окиси железа и др.), являются эмульгаторами для эмульсий типа нефть в воде, что ухудшает качество воды, имеют большой удельный расход (0,5 ... 3 кг/т). Поэтому эти деэмульгаторы в настоящее время не используют.

Неионогенные деэмульгаторы синтезируют на основе продуктов реакции окиси этилена со спиртами, жирными кислотами и алкилфенолами. Они имеют ряд преимуществ перед иногенными: не взаимодействуют с растворенными в пластовой воде солями металлов, не образуют твердых осадков, имеют незначительный удельный расход (5...50г/т), хорошо расворяются в воде и нефти, имеют меньшую стоимость.

К неионогенным деэмульгаторам относятся: проксанол, проксамин, дипроксамин, сепорол, диссольван, из импортных - диссольван 4411, R-ll, диссольван 4490, сепарол 5084, вмско 3, серво, доуфас и др.

Деэмульгаторы должны удовлетворять следующим требованиям:

1.хорошо растворяться в одной из фаз эмульсии (в нефти или воде);

1. иметь достаточную поверхностную активность, чтобы вытеснить с границы раздела "нефть-вода" естественные эмульгаторы;
2. обеспечивать максимальное снижение межфазного натяжения на границе фаз "нефть-вода" при малых расходах реагента;
3. не коагулировать в пластовых водах;
4. быть инертными по отношению к металлам.

Одновременно с этим деэмульгаторы должны быть дешевыми, транспортабельными, не изменять своих свойств при изменении температуры, не ухудшать качества нефти после обработки, обладать универсальностью, то есть разрушать эмульсии различных нефтей и вод.

2.5.1 Характеристика реагентов применяемых в ЦДНГ-3

Для снижения сил поверхностного натяжения на поверхности глобул воды с целью обеспечения первичной промысловой подготовки нефти на УПСВ ДНС-9 применяются различные реагенты -деэмульгаторы, подаваемые в поток сырой нефти перед нефтегазосепаратором первой ступени С-1/1,1/2. Удельная норма расхода реагента-деэмульгатора по УПСВ-9 составляет 33 г/тн

Реагенты - деэмульгаторы являются неионогенными поверхностно-активными веществами и представляют собой в основном блоксополимеры окисей этилена. Содержание поверхностно-активных веществ в реагентах -деэмульгаторах обычно составляет 35-75%.

Деэмульгаторы в своем составе содержат от 25 до 65% растворителя, в качестве последнего применяются спирты (метиловый, бутиловый, изопропиловый) и ароматические углеводороды (бензол, ксилол, толуол и др.), которые являются легковоспламеняющимися и ядовитыми веществами.

Краткая характеристика основных рекомендуемых к применению, реагентов-деэмульгаторов указана в таблице 2.5.1

Таблица 2.5.1

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Диссолва | Прошинор DN-15 | Диссолван | Сондем |
| показателей |  | н V-2830 |  | V-4761 | 4401 |
| Плотность, кг/м | 940 | 940 | 890...930 | 810...990 |
| Динамическая | Около 60 | Около 80 | Около 100 | 9,5...42,7 |
| вязкость при 20 "С, |  |  |  |  |
| МПа\*с |  |  |  |  |  |
| Температура вспышки, °С | 11 | 23 | 10 | 4 |
| Пределы взрываемости % объем. | нижний | 5,5 | Данные не представлены | 5,5 | Данные не представлены |
| верхний | 44 | 44 |
| Продолжение таблицы 2.5.1 |
| Растворитель | Ксилол, метанол | Ксилол, метанол | Ксилол, метанол | Ксилол, метанол |
| Растворимость: | в воде при Т-20° С Качественно | Нерастворим | Растворим частично | Образует разделяемую дисперсию  | Образует разделяемую дисперсию |
| Ксилол, метанол | Ксилол, метанол | Ксилол, метанол | Ксилол, метанол |
| Агрегатное состояние, однородность | Однородная жидкость, цвет от желтого до коричневого с метанольным запахом |
| Токсикологическая характеристика по ГОСТ 12. 1.007-76 | 3 класс | 3 класс | 3 класс | 3 класс |
| Содержание ПАВ, % | 65 | 60 | 60 | 50...65 |
| Активная основа | неионогенное ПАВ в растворе смеси метанолаи ксилола | смесь неионогенных ПАВ в метаноле | неионогенное ПАВ в растворе смеси метанола и ксилола | КСИЛОЛ+метанол |

2.5.2 Характеристика реагентов-ингибиторов коррозии

Для защиты напорных трубопроводов от внутренней коррозии применяются реагенты-ингибиторы коррозии. Место подачи ингибитора коррозии ДНС-9 ЦДНГ-3.

Краткая характеристика основных рекомендуемых к применению, реагентов-деэмульгаторов указана в таблице 2.5.2.

Во избежание нарушений технологического режима работы ЦППН за счет смыва продуктов коррозии с внутренней поверхности напорных трубопроводов разработан технологический регламент на применение ингибиторов коррозии, который определяет технологию поэтапного ввода ингибитора.

Скорость коррозии определяется по РД 39-9-669-81 "Методика оценки агрессивности нефтепромысловых сред и защитного действия ингибиторов коррозии при транспортировке обводненной нефти".

Таблица 2.5.2.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование показателей | Коррексит-1151А | Додикор V-4712 | СНГТХ-6301 |
| Плотность, кг/м | 900 | 890 | 872 |
| Динамическая вязкость при Т- 40 С, | 3,4 | 4.5 |  |
| Температура вспышки, °С | 18 | 12 |  |
| Пределы взрываемости % объемно | Нижний | 1Д | Данные не приводятся |
| Верхний | 36,5 |
| Температура застывания, °.С | -50 | -40 | -40 |
| Растворитель | метанол | Метанол изопропанол | Изопропиловый спирт |
| Растворимость: | б) в воде при 20 °.С | растворим | диспергируется |
| Качественно | метанол | углеводороды |
| Агрегатное состояние, однородность | Однородная жидкость темно-коричневого цвета со спиртовым запахом | Прозрачная жидкость янтарного цвета со спиртовым запахом | Жидкость от светло-коричневого цвета |
| Токсикологическая характеристика по ГОСТ 12.1.005-88 | 3 класс |

Удельный расход подачи ингибитора коррозии в систему напорных нефтепроводов определен "Технологическим регламентом ингибиторной защиты напорных нефтепроводов Лянторского месторождения ингибитором КОРЕКСИД ES 1151 А" и составляет: ударная дозировка -18,8 л/час (450 л/сут), постоянная дозировка - 7,5 л/час (180,9 л/сут)

2.6 Технологическая схема подготовки нефти на месторождении

Продукции нефтяных скважин представляет собой смесь, содержащую кроме нефти, нефтяной газ, воду, парафин, серу и другие примеси. Для получения конечного продукта (товарной нефти) эта смесь от скважины транспортируется к пунктам сбора, обработки (подготовки) и далее - в товарные парки промыслов для учета и распределения потребителям.

Система сбора и подготовки нефти включает комплекс промысловых технических средств и установок, соединенных трубопроводами.

Продукция нескольких скважин по выкидным линиям направляются в АГЗУ, где поочередно измеряется дебит каждой подключенной скважины. Рабочий коллектор соединен со сборным коллектором . Далее продукция по коллектору длиной 3...8 км подается на дожимную насосную станцию (ДНС) ( графическое приложение 2). Здесь происходит первичная сепарация газа от жидкости, после чего газ по трубопроводу поступает на газоперерабатывающий завод (ГПЗ), а жидкость по трубопроводу в так называемый сепаратор - делитель. Основное назначение этой установки - регулирование подачи жидкости (смеси нефти с водой) в сепараторе - подогреватели , входящие в состав установки по подготовки нефти (УПН). Кроме того, в делителе осуществляется вторичная (более глубокая сепарация газа от жидкости). На УПН происходит подогрев жидкости, отделение нефти от воды и обессоливание нефти, после чего нефть по коллектору товарной нефти поступает в переменно работающие герметизированные резервуары и далее, минуя поднапорный насос , на автоматизированную установку сдачи товарной нефти. Пластовая вода с УПН по коллектору сточной воды попадает в установку по подготовки воды (УПВ) и далее с помощью насоса к насосным станциям для закачки в продуктивные пласты.

Получаемый после вторичной сепарации на УПН газ поступает на компрессорную станцию КС, откуда подается на ГПЗ. Если нефть, поступающая с УПН, окажется некондиционной по содержанию воды и солей, то она автоматически направляется по трубопроводу в сепаратор -делитель из которого снова подается на УПН. Затем через насосную станцию товарной нефти подается в магистральный нефтепровод . При сильно обводненной продукции скважин предварительный сброс пластовой воды осуществляется на ДНС, на которых вода специальными насосами подается в нагнетательные скважины.

2.7 Оборудование установок обезвоживания и обессоливания нефти

Термохимическое обезвоживание и обессоливание. Способ основан на нагреве эмульсии и химическом воздействии на нее деэмульгаторов. При нагреве эмульсии ее вязкость снижается и облегчает отделение воды.

Обводненная нефть (сырая) поступает в резервуар 1, откуда насосом 3 перекачивается в теплообменник 4. Здесь она подогревается до 40-60 градусов и далее поступает в подогреватель 5, где подогревается паром до 70... 100 градусов и более. Дозировочный насос 7 непрерывно из бачка 6 подкачивает деэмульгатор через смеситель 2 в эмульсию.

Обработанная деэмульгатором и подогретая эмульсия направляется в отстойник 9, где вода отделяется от нефти и отводится в канализацию. Затем обезвоженная и нагретая нефть через теплообменник 4 и холодильник 8 поступает в товарный резервуар 10, а затем направляется на переработку по нефтепроводу. В теплообменнике 4 нагретая нефть отдает тепло холодной нефти, после чего дополнительно охлаждается в холодильнике 8.

На месторождениях термохимические установки эксплуатируются под атмосферным давлением, под избыточным давлением и с промывкой горячей водой. В некоторых случаях вода из отстойников 5 направляется в смеситель 6 или после теплообменника 3 эмульсия направляется в колонну-контактор, куда подаются горячая вода и деэмульгатор.

Рисунок 2.7.1 Схема термохимического обезвоживания и обессоливания.

Электрическое обезвоживание и обессоливание. Электрическая деэмульсация основана на появлении разноименных электрических зарядов на противоположных концах каждой капельки воды, на взаимном притяжении этих капелек и разрушении пленок нефти между капельками в результате действия электрического поля. При пропускании нефтяной эмульсии между двумя электродами, через которые проходит ток высокого напряжения, она разлагается на нефть и воду. Освобожденные капельки воды укрупняются и постепенно оседают на дне сосуда.

Принцип действия их следующий. Сырьевая нефть вместе с деэмульгатором поступает на прием насоса 1 и через теплообменник 2 и подогреватель 3 направляется в отстойник 4 (термохимическая часть установки), откуда под остаточным давлением поступает в электродегидратор 5. Перед этим в нефть вводятся деэмульгатор и пресная вода, при этом увеличивается ее обводненность. На практике применяют также установки, обьединяющие термохимическое обезвоживание с электрическим.

Рисунок 2.7.2 Схема электрообессоливающей установки.

В электродегидраторе 5 происходит разрушение освобожденной воды в процессе отстоя. Затем обессоленная нефть направляется в промежуточную емкость 6, а отсюда насосом 7 через теплообменник - в товарные резервуары.

Вода из отстойника 4 и электродегидратора 5 сбрасывается в канализацию.

Для более глубокого обезвоживания и обессоливания можно устанавливать несколько электродегидраторов, которые по форме подразделяются на горизонтальные, вертикальные, сферические и др.

Таким образом, основными технологическими аппаратами и обрудованием установок обезвоживания и обессоливания являются теплобменники, подогреватели, отстойники, электродегидраторы, резервуары, насосы, сепараторы-деэмульгаторы.

В практике эксплуатации нефтяных месторождений применяют также и трубную деэмульсацию. Сущность ее заключается в том, что в трубопроводные сети, транспортирующие нефть на месторождении, вводят деэмульгатор. Отделение воды от нефти осуществляется в специальных резервуарах-отстойниках. Но ее целесообразно проводить на тех участках сборных сетей, в которых обеспечивается совместное движение эмульсии и деэмульгатора в течение не менее 4 ч.

2.8 Типы УПСВ, применяемые на Лянторском месторождении

На Лянторском месторождении применяют два типа установки предварительного сброса воды это УПСВ с блочной трубчатой печью ПТБ-10-64 и аппарат "ХИТЕР-ТРИТЕР" американской фирмы "SIVALS" (лист 1 графической части курсового проекта).

Печи типа ПТБ-10 применяемые на ДНС постепенно сменят на более экономичные УПСВ типа "ХИТЕР-ТРИТЕР".

Блочная трубчатая печь типа ПТБ-10-64 (2.8.1) предназначена для нагрева нефтяных эмульсий с повышенной коррозионной активностью и склонностью к отложению солей и механических примесей на установке подготовки нефти производительностью 27 тыс. т/сут. Печь состоит из теплообменной камеры 1, блока основания 2 и блока управления и сигнализации.

Теплообменная камера представляет собой удлиненный теплоизолированный корпус, внутренняя поверхность которого обшита, листами из нержавеющей стали, а наружная обшивка выполнена из листовой стали в виде герметичного короба. Внутри теплообменной камеры расположены четыре параллельно соединенных одинаковых змеевика, выполненных из оребренных труб диаметром 150 мм. К нижней стенке теплообменной камеры примыкают четыре камеры сгорания с горелками циклонного типа. Быстрое вращение нагнетаемого вентилятором 1 воздуха вызывает хорошее смешение его с топочным газом.

Конструктивные особенности горелки и камеры сгорания обеспечивают полное сгорание топлива. Продукты сгорания через сопла-конфузоры в виде плоских струй поступают во внутреннее пространство теплообменной камеры. Скорость струй на выходе из сопел-конфузоров составляет 100...120 м/с, а температура газа - 1600... 1700 °С. Струи инжектируют уже охлажденные дымовые газы из нижних боковых зон теплообменной камеры, смешиваются с ними и при температуре 700...900 °С равномерно омывают трубы змеевиков, так, что нагрев идет без местных перегревов труб. В нижней части боковых стенок теплообменной камеры расположены дымо-выводящие устройства 9, к фланцам которых крепятся дымовые трубы 4. Теплообменная камера оборудована взрывными клапанами 10 и смотровыми люками 6.

Блок основания представляет собой металлоконструкцию, предназначенную для установки теплообменной камеры с горелочными устройствами 2 и трубопроводной обвязкой, вентиляторов 1, коллектора газа 3 к основным горелкам и коллектора газа к запальным горелкам 5, трубопроводов входа 8 и выхода 7 эмульсии, контрольно-измерительных и регулирующих приборов. Часть блока основания, в которой расположены вентиляторы, коллекторы газа, трубопроводы входа и выхода эмульсии, контрольно-измерительные и регулирующие приборы, имеет утепленное укрытие.

Блок управления и сигнализации обеспечивает выполнение автоматического и ручного розжига газовых горелок, сигнализации об отклонении давления и температуры нагрева нефтяной эмульсии от заданных значений. Блок выполнен в утепленном укрытии.

Техническая характеристика блочной трубчатой печи типа ПТБ-10-64

Нагреваемая среда нефтяная эмульсия обводненностью до 50% , содержащая сероводород, соли и механические примеси.

Габариты, мм:

Длинна…………………………...16200

Ширина………………………………3150

Высота…………………………...........8875

Масса,кг……………...………………...57100

Пропускная способность по жидкости,т/сут…….…….10000

Тепловая мощность, МВт……………………………………….11,7

Рабочее давление, МПа……………………………………...6,4

Максимальная температура нагрева, °С………………………90

Давление топливного газа перед камерой сгорания, МПа…...0,05

Расход топливного газа, м/ч ……………………………1600

Число вентиляторов……………………………………...........2

Мощность электродвигателя, Вт…………………………..55

Рисунок 2.8.1 Блочная трубчатая печь типа ПТБ-10-64

2.9 Техническое описание и монтаж установки предварительного сброса воды типа "ХИТЕР-ТРИТЕР"

Установка предварительного сброса воды (УПСВ) на базе трехфазного сепаратора производства фирмы "Sivalls" используется для разделения эмульсии и предварительного сброса воды. Эксплуатируемые установки имеют производительность 10.000 тонн жидкости в сутки при обводнённости на входе от 70% до 90%.

Внедрение данных установок - нефтегазоводоотделителей типа "хитер-тритер", позволяет отделять подтоварную воду и попутный нефтяной газ из добываемой жидкости непосредственно на площадке дожимной насосной станции (ДНС) и подавать подготовленную подтоварную воду на кустовую насосную станцию (КНС) для закачки в пласт для подержание пластового давление. Как правило, ДНС и КНС расположены на одной площадке.

Установка полностью отвечает поставленным задачам и требованиям технологического процесса.

Каждый комплект оборудования включает в себя горизонтально расположенную подогреваемую емкость, работающую под давлением размером 3048 х 12192 мм смонтированного на раме блока управления, компьютерной мониторинговой системы (один компьютер на каждую ДНС) и комплекта запасных частей.

Емкость рассчитана на сепарирование продукции в различимые фазы нефти, воды и газа при расходе 10.000 тонн в сутки (66 441 баррелей / сутки). Разделение продукции достигается за счет подогрева входящей жидкости в жаровых трубах, нагреваемых природным газом и последующим прохождением жидкости через блок пластин, в которых нефть и вода сливаются в крупные капли и разделяются друг от друга за счет силы тяжести и разницы в плотности.

Емкость выполнена из углеродистой стали. После сварки емкости была произведена ее тепловая обработка и рентгеноскопия. Гидро-испытания проводились при давлении в 150 % от проектировочного давления. Конструкторское исполнение, материалы, производство, тепло обработка и испытания проводились в соответствии с разделом VII АSМЕ (Американское Общество Инженеров - Механиков) "Правило для котлов и емкостей под давлением", издание 1995г. Проектировочное давление емкости - 0,7 МПа. установка рассчитана, для работы при температуре окружающей среды от - 43°С до +149° С. Обычно, емкости находятся под давлением от 2,8 до 0,7 МПа и температуре от 25° С до 45° С. С торца емкости находятся блок управления, представляющий собой автоматически обогреваемое помещение, в котором находятся задвижки трубы и приборы для контроля измерения и управления потоками жидкости в емкости.

Монтаж УПСВ типа "Хитер-Тритер" проводят следующим образом.

Установку необходимо установить и выровнять на цементных сваях или опорах и надежно закрепить во избежание ее вибрации и смещения, что может привести к нежелательным нагрузкам на саму установку и трубы. Рекомендуется разместить установку таким образом, чтобы нефть подавалось в товарные резервуары без значительного перепада давления.

Входные и выкидные нефтяные и водяные трубопроводы необходимо сконструировать и смонтировать таким образом, чтобы они выдерживали максимальное давление. Давление выкидной линии ни в коем случае не должно превышать проектировочное давление, указанное на металлической пластине установки.

Не следует вносить изменения или удлинять обвязку предохранительного клапана без конструкторских заключений профессиональных инженеров. Конструкторские заключения включают в себя, но не ограничиваются соображением относительно обратного давления, структурным нагрузкам и уменьшенными объемами подготовки.

Устанавливаются вытяжные трубы на установке. Крепление некоторых деталей труб, огнеперегродителя, проводников, приборов и электропроводки могло ослабнуть во время транспортировки. Устанавливаются все эти детали в соответствии с чертежами и указанными на них обозначениями.

Подсоединяются входной трубопровод газовой выкидной линии, нефтяная выходная линия, выход воды и слив.

Подводится питание (380 Вольт, 50 Гц, 3 фазы) к силовому щиту расположенному в блоке управления. Проводятся кабели из соединительной коробки SВ 1 в операторную, и подсоединяется соответствующие провода с разъемов в соединительной коробки SВ 1 с компьютером в операторной.

2.10 Описание технологического процесса ДНС-УПСВ-9

Технологическая схема ДНС-9 показана в графической части дипломного проекта.

Технологический процесс предварительного обезвоживания нефтей Лянторского месторождения осуществляется на установке ДНС-УПСВ -9 по следующей схеме.

Обводненная нефть с кустов скважин с содержанием воды до 93% по системе подводящих нефтепроводов ЦДНГ-3 поступает на узел дополнительных работ под давлением до Р=0,65МПа и температуре 16-25°С, затем по трубопроводам Ду-700мм поступает в нефтегазосепараторы предварительной ступени сепарации С-1/1,2 типа (НГС1-10-3000 V100м3), где происходит первичное отделение газа в Г1/1,2. Частично дегазированная нефть из сепараторов С-1/1,2 по трубопроводам Ду-500 мм поступает через задвижки в нефтегазосепараторы 1 ступени сепарации С-2/1,2 типа (НГС1-10-3000 V100м3), где происходит основное отделение жидкости от газа.

Обводненная разгазированная нефть после сепараторов С-2/1,2 через задвижки и регулирующие клапан поступает в трехфазный сепаратор ТС-1,2 типа "Хитер-Тритер", для предварительного обезвоживания.

Нефтегазоводяная эмульсия поступает в трехфазный сепаратор ТС-1,2 через входной штуцер, расположенный наверху емкости. Водонефтяная эмульсия попадает во входную секцию установки, где происходит первичное отделение газа от жидкости. Отделенный газ поднимается вверх установки и, через экстрактор влаги, поступает к выпускному газовому фланцу, в экстракторе влаги вся жидкость в газе коагулируется и сливается с жидкой фазой в нижней части емкости. Далее газ проходит через клапан обратного давления, контролирующий рабочее давление газа в установке, и выводится с установки.

Эмульсия, нефть и несвязанная вода проходят вниз вокруг стенок жаровой трубы. Несвязанная вода собирается на дне емкости под жаровыми трубами в зоне отстоя. Нагревание эмульсии до 30...50°С при ее прохождении вокруг жаровых труб вызывает быстрое коагулирование капель воды и разбивает эмульсию.

Нефть поднимается через отстойник, где за счет гравитации из нее выпадает вся оставшаяся вода. Оставшаяся не разрушенной эмульсия протекает через пластинчатую секцию (коалессор) установки. Пластинчатая секция состоит из множества расположенных друг над другом рифленых полипропиленовых пластин.

В условиях ламинарного потока капельки нефти поднимаются к верхнему слою пластин, где скапливается нефть. Затем эти капли коагулируются и образуют нефтяную пленку на поверхности полипропиленовых пластин. Применение рифленых пластин, расположенных рядом друг с другом, создает большую коагуляционную площадь, на которой собираются капельки нефти. Кроме того, эта секция способствует большему столкновению капель. Собравшаяся нефть поднимается наверх к нефтяной фазе в форме больших шаров, а вода, под действием силы тяжести, оседает в нижней части емкости. Очищенная нефть продолжает подниматься наверх и поступает в сборную секцию. Затем предварительно обезвоженная нефть с температурой 30...45°С и обводненностью до 10% выходит из установки через нефтяной выкидной клапан, поточный влагомер, через турбинный расходомер.

Предварительно обезвоженная нефть из трехфазного сепаратора ТС-1.2 через задвижки поступает в сепаратор III ступени сепарации С-3/1,2типа (НГС1-10-3000), где происходит дальнейшее разгазирование нефти при давлении 0.05...0.2 МПа и температуре 25...35°С.

После сепаратора III ступени сепарации разгазированная и обезвоженная нефть через открытые задвижки поступает на прием насосов внешней откачки нефти Н-1, Н-3 типа ЦНС-60-165.

С выкида насосов нефть через обратные клапаны и открытые задвижки и регулирующий клапан, поступает на узел учета нефти (УУН). После замера нефть по напорному нефтепроводу подается на товарный парк ЦППН НГДУ " Лянтортнефть".

Уровень жидкости в сепараторах II ступени поддерживается регулирующими клапанами , установленными на трубопроводе выхода жидкости из сепараторов I ступени.

Уровень жидкости в сепараторах III ступени поддерживается регулирующим клапаном на узле учета нефти.

2.10.1 Отвод газа

Нефтяной попутный газ, выделившийся в сепараторах предварительной ступени С-1/1,2 , через открытые задвижки №18,19 из сепараторов 1 ступени С-2/1,2 через задвижки № 24,25 поступает в горизонтальный газосепаратор ГС типа (НГС-1-10-3000),через задвижку №26 , для очистки от капельной жидкости.

Давление в газосепараторе ГС поддерживается в пределах 0,3...0,8 МПа.

Газ после газосепаратора ГС через открытые задвижки №27,35,36 и регулирующий клапан (при отказе клапана через задвижку №34), задвижку №39,41,42 пройдя узел учета газа, под собственным давлением по газопроводу Ду-500мм направляется в газосборный коллектор на прием компрессорных внешнего транспорта газа.

Часть газа, выделившаяся в газосепараторе ГС, используется как альтернативный источник в качестве топлива для трехфазных сепараторов ТС-1,2 и котельной.

Газ, используемый в качестве топлива, и подаваемый на установку подготовки топливного газа в центробежный вертикальный газосепаратор ОГ где происходит дополнительная осушка газа.

Газ, поступающий в качестве топлива на трехфазные сепараторы ТС-1,2 "Хиттер-Триттер", забирается из газосепаратора ОГ через открытые задвижки №148,157,158,240,250.

Газ, поступающий на котельную в качестве топлива, забирается из газосепаратора ОГ через задвижку №155

Уловленная жидкость из газосепаратора ГС через задвижки №93,92 перетекает в подземную емкость Е-1

Конденсат из вертикального газосепаратора ОГ направляется через задвижку №151 сливается в подземную емкость.

Газ, выделившийся в трехфазных аппаратах ТС-1,2 направляется в С-3/1,2.

Сепараторы С1/1,2, С-2/1,2, ГС, аппараты ТС-1,2 снабжены предохранительными клапанами СППК. В случае срабатывания СППК газ по газопроводу подается на факел.

2.10.2 Сброс пластовой воды

Пластовая вода, выделившаяся в трехфазных аппаратах ТС-1,2 из жидкости вблизи жаровых труб и в коалессоре, оседает на дно аппаратов ТС-1,2 и соединяется со свободной водой внизу аппаратов. Затем вода движется по дну к буферной части аппаратов и выводится из них через два механических клапана-регулятора сброса пластовой воды и далее через открытые запорные задвижки выводится из аппаратов.

Далее по трубопроводу неочищенная пластовая вода поступает на очистные сооружения УПСВ-9, где осуществляется подготовка до необходимых величин, диктуемых ГОСТ 39-225-88 "Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству".

Выделившаяся после трехфазных сепараторов ТС-1,2 "Хиттер-Триттер" пластовая вода поступает в резервуар отстойник РО-2, где происходит очистка воды от нефтепродуктов. С входного патрубка, расположенного на высоте 1,5 м, через клапан вода перетекает с РО-2 в РО-1, где происходит вторая очистка воды от нефтепродуктов.

После динамического отстоя, очищенная пластовая вода из резервуара РО-1, самотеком поступает насосный блок, вход насосов откачки очищенных стоков типа ЦНС 300x180 Н-2,4,5, которые откачивают ее на прием насосов КНС-9.

Уловленная нефть по трубопроводу через задвижки №202,287,197,195,47 поступает на прием насосов откачки нефти Н-1,3 и откачивается на товарный парк через узел учета нефти. Уловленная нефть также может приниматься через задвижку №196 в емкость для сбора уловленной нефти ПЕ-5, откуда погружным насосом через задвижку №194 производится подача на прием насосов внешней откачки нефти Н-1,2,3

При параллельном режиме работы вода в РО-1,2 поступает одновременно.

После зачистки резервуаров отстойников РО-1,2 отвод шлама производить через дренажные штуцера путем открытия задвижек в промливневую канализацию ПЕ-5.

2.10.3 Характеристика готовой продукции

Товарной продукцией УПСВ-9 является предварительно подготовленная нефть и подтоварная вода.

Согласно нормативным показателям степени подготовки, нефть и подтоварная вода должна соответствовать нормам, указанным в таблице 2.10.1

Таблица 2.10.1

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование показателей | Норма для нефти | Метод испытания |
| Подготовленная нефть: |
| Концентрация хлористых солей, мг/л не более | не нормируется |  |
| Массовая доля воды % не более | до 10% | ГОСТ 2477-65 |
| Массовая доля механических примесей, %, не более | не нормируется |  |
| Подтоварная вода: | Норма для воды | Метод испытания |
| Содержание нефтепродуктов: -на выходе с аппарата ТС-1,2 "Хиттер-Триттер", мг/л - на выходе с резервуаров отстойников ОРВС -1,2 , мг/л | до 1000 до 60 | ГОСТ 39-225-88 ГОСТ 39-225-88 |

2.11 Пуск ДНС

Учитывая, что вся система заполнена водой и воздух из системы вытеснен, пуск установки производится следующим образом:

а)открыть задвижки на входе нефти на ДНС;

б)равномерно открыть задвижки на входе аппаратов

С-1/1,2 при этом дренажные задвижки должны быть закрыты;

в)при достижении давления 0,4-0,6 МПа открываются задвижки на выходе газа из С-1/1,2 в ГС.

г)одновременно с подачей газа в ГС открываются задвижки на прохождение газа через ГС на факел, задействуется клапан-регулятор в ручном режиме для поддержания давления газа ГС в диапазоне 0,35-0,45 МПа.

д)в ручном режиме регулирования установить в С-1/1,2, ГС давление и уровень согласно технологической карте;

е)после достижения требуемого уровня в аппаратах С-1/1,2 открыть выходные задвижки нефти и входные задвижки в аппараты С-2/1,2,

ж)при достижении давления в нефтегазосепараторах 1-ой ступени С-2/1,2 0,3...0,45 МПа открываются задвижки на выход газа в ГС.

з)при достижении требуемого уровня в С-2/1,2 открываются задвижки, для поступления жидкости на 2-ю ступень сепарации. Задействуются клапан-регулятор в ручном режиме на поддержание средних уровней в С2/1,2, затем открыть входную и выходную задвижку нефти С-3/1,2;и при заполнении С-3/1,2 необходимо добиться давления сепарации 0,15 МПа;

к) после достижения технологического уровня в аппаратах открыть приемные задвижки насосов и поочередно запустить. Запуск насосов осуществить с учетом требований "Инструкции по технике безопасности при эксплуатации центробежных насосов". Перед запуском насоса необходимо стравить газ из рабочей полости насосов. Запуск насоса производить на закрытую выкидную задвижку. После успешного запуска в работу открываются задвижки на выкидах насосов с подачей нефти на узел учета нефти и далее в напорный нефтепровод л) добиться автоматического регулирования уровня в С-3/1,2 и после подтверждения отсутствия воздуха в газовом потоке, поступающем на факел, разжечь факел;

м) постепенно закрывая задвижку на факельной линии и открывая задвижку на газопроводе внешнего транспорта, поднять давление в аппаратах С-1/1,2, С-2/1,2 С-3/1,2 до требуемого по технологической карте; н) включить в работу дозировочный насос, отрегулировать расход подачи ингибитора (деэмульгатора).

о) арматуру аппаратов, работающих под давлением, следует открывать постепенно и плавно, во избежание гидравлических ударов и возникновения статического электричества.

п) изменение температуры и давления в аппаратах должно происходить плавно во избежание возможных разрушений и деформаций,

р) независимо от температуры сепарации, при пуске установки в зимний период во избежание замораживания необходимо включить электрообогрев трубопроводов.

2.12 Пуск в работу УПСВ-9

Описание порядка запуска трехфазных аппаратов смотреть с технологической схемой и паспортным чертежом завода изготовителя согласно паспортной технологической карты аппаратов. Перед пуском трехфазных аппаратов произвести следующие работы:

а)Предпусковые работы.

1. Проверьте правильность составления схемы пуска установки. Убедитесь, что запорная и регулирующая арматура и соединения установлены правильно. Проверьте параметры предохранительных клапанов.

2. Проверьте заданные параметры для отключения по высокой температуре.

1. Для регулятора уровня нефти (LG2) установите сухой поплавок без дополнительного веса. Для регуляторов уровня воды поместите поплавок в подтоварную воду и заполните его песком или маслом так, чтобы зеркало воды было на 50 мм ниже верха поплавка.
2. Продуйте систему подачи топливного газа от УПТГ до горелок аппарата "Хитер-Тритер" природным газом на свечу открыв задвижки. Проверьте, нет ли утечек.

б)Первоначальный запуск.

1. Откройте задвижки №240,120,121,250,260,261 на линии подачи топливного газа с УПТГ. Откройте отсекающие клапана (HV1), расположенные под каждым манометром (РИ и PI2) на установке и на системе подачи топливного газа.
2. Откройте отсекающий клапан (HV4) и рычаги уровнемеров на установке (LG1) и (LG2). Откройте задвижки скруббера топливного газа.
3. Откройте отсекающий клапан (HV1), расположенный под датчиками давления (PSL и PSH).
4. Откройте отсекающий клапан (HV5), расположенный по бокам клапана обратного давления (BPV1) на газовой выкидной линии.
5. Откройте отсекающий клапан на мембранном фланце расходомера (FT).
6. Откройте входные задвижки №106,109,111,280,281,291 на входе в установку ТС-1,2. Подождите, пока установка наполнится жидкостью до середины регулятора уровня нефти (LC2).
7. Отрегулируйте клапаны обратного давления в аппарате на давление 0.25...0.3 МПа.

8. Откройте отсекающий клапан (HV3), который обеспечивает подачу топливного газа в скруббер (SCRUB 1) из установки. Если применяется внешний источник газа то:

-держите клапан HV3 закрытым и откройте клапан HV4; или откройте клапаны HV3 и HV4 и установите рабочее давление на регуляторе PR2 ниже, чем давление в емкости.

Отрегулируйте датчики температуры ТС-1,2 в блоках управлений. Температура должна быть чуть выше, чем температура жидкости на входе.

9. Откройте отсекающий клапан (HV3), расположенный после регулятора газа главной горелки (PR2) и установите выход регулятора на 0.15...0,19 МПа.

1. Откройте отсекающие клапаны (HV2 и HV1), расположенные после регулятора пилотного (запального) газа (PR1) и установите выход регулятора на 0.11 МПа.
2. Включите электричество на контрольной панели гор елки: нажмите кнопку RESET (СБРОС) и проверьте, что функция остановки с компьютера отключена. Если перед пуском горелки будет пламя, через 9 секунд сработает отключение по неисправности горелки (BURNER FLAME SHUTDOWN);
* нажмите кнопку BURNER \*1 START (ЗАПУСК ГОРЕЛКИ N1) ТС -1,2;
* одновременно начнется продувка каждой горелки в течение 90 секунд. Если во время продувки будет обнаружено пламя, через 30 секунд сработает отключение по неисправности горелки;

- после завершения продувки начинается зажигание, которое длится в течение 10 секунд, открываются соленоидные клапаны XSV1, и включается пилотный (запальный) газ. Если по окончании 10 секунд пламя не обнаружено, включится позиция "отключение по неисправности горелки (FLAME \*1 Failure Shutdown);

- если по окончании времени зажигания появилось пламя, загорится индикатор \*1 BURNER FLAME PROVEN (ГОРЕЛКА №1 ВКЛЮЧЕНА).

Соленоидный клапан главной горелки XSV2 открывается и зажигается главная горелка. Если какая-нибудь из главных горелок не сработает после включения, через 3 секунды сработает отключение по неисправности соответствующей горелки FLAME. Failure Shutdown (Неисправность. Горелка отключена);

- для пуска горелки №2 ТС-1,2 повторите шаги со 2 по 4;

- при нажатии кнопки BURNER STOP (ОСТАНОВКА ГОРЕЛКИ) соленоидные клапаны XSV1 и XSV2 отключают подачу всего топливного газа. Зажигание прекращается. Гаснут оба индикатора BURNER FLAME PROVEN (ОБЕ ГОРЕЛКИ ВКЛЮЧЕНЫ). Если сработает отключение по неисправности горелки BURNER FLAME PROVEN, загорится соответствующий индикатор "ГОРЕЛКА 1 и/или ГОРЕЛКА 2" (BURNER #1/ BURNER #2). Контрольная система регистрирует любое давление, температуру или уровень, выходящие за пределы рабочих параметров и отключает пилоты или горелки, если это необходимо.

13.Отрегулируйте температурные датчики (ТС-1,2) в блоках управлений и задайте температуру, немного превышающую температуру входящей жидкости, после чего медленно откройте клапаны (HV3) в линии подачи топливного газа на горелки, расположенные рядом с огнепреградителями для розжига горелок.

14. Настройте температурные датчики (ТС-1,2) на нужную процессинговую температуру. В главных горелках появится сильное желтое пламя с голубой сердцевиной. Настройку главных горелок необходимо делать при сильно горящих горелках (клапан регулятора температуры должен быть полностью открыт). Пламя в топке можно наблюдать через смотровое стекло, смонтированное перед корпусом огнепреградителя. Для получения желаемого пламени может потребоваться настроить регулятор топливного газа заново. При большом огне в топке, давление в ней должно быть 0.03...0.11 МПа (0.3... 1.1 кгс/см2).

1. Как только температура жидкости достигнет заданной точки, поток жидкости начнет проходить через установку. Откройте отсекающие клапаны (HV5) на каждой стороне нефтяного и водяного спускного клапана (СVI и CV2), задвижки №112,113,136,138,262,263,292,279 -выход нефти с аппаратов на вторую ступень сепарации и одновременно закрывается задвижка №31 между С-2/1,2 и С-3
2. При необходимости, в этот момент можно настраивать регулятор уровня нефти (LC2) и регулятор уровня раздела фаз (LC1).
3. Производится постепенный вывод аппарата ТС-1,2 "Хиттер-Триттер" на нормальный технологический режим. Установка переводится с режима работы ДНС в режим УПСВ.

2.13 Описание принципа работы УПСВ с аппаратом Хиттер-Триттер

Настоящее описание принципа работы установки предварительного сброса воды и товарной подготовки нефти в горизонтальном исполнении представлено на листе 1 графической части дипломного проекта.

Поступающие нефть, вода, эмульсия, и попутный газ входят в установку через входное отверстие, расположенное в верхней части аппарата. Жидкая фаза попадает в входную секцию установки, где происходит первичное отделение газа от жидкости. Отделённый газ поднимается вверх установки и, через влагоотбойник поступает к выпускному газовому фланцу. В экстракторе влаги вся жидкость, содержащаяся в газе коагулируется и сливается с жидкой фазой. Далее газ проходит через клапан обратного давления, который контролирует рабочее давление в аппарате.

Эмульсия, нефть и подтоварная вода спускаются по стенкам жаровой трубы и переливаются через перегородку, предотвращающую образование каналообразного потока нефти или эмульсии. Подтоварная вода собирается на дне аппарата под жаровыми трубами в отстойной секции. Нагревание эмульсии при её прохождении вокруг жаровых труб вызывает быстрое коагулирование капель воды и разбивание эмульсии. Капли воды, выделевшейся из эмульсии, оседают на дно ёмкости и соединяются со свободной водой, осевшей без подогрева. Кроме того, нефть и эмульсия проходя над жаровыми трубами вымывают образовавшиеся на них осадки и накипь.

Температура в жаровых трубах или топке поддерживается путём сжигания природного газа, выделившегося из потока входящей продукции. Если во входящем потоке не имеется объём газа, достаточный для поддержания необходимой температуры, может потребоваться дополнительный источник топливного газа. Установка оснащена фланцем для подсоединения дополнительного источника газа. Регуляторы и приборы, обеспечивающие контроль пламенем и температурой, установлены в аппарате.

Нефть поднимается через отстойный отсек, где за счёт гравитации из неё выходит вся оставшаяся вода. Оставшаяся нефтеводная эмульсия протекает через пластинчатый отсек аппарата. Пластинчатый отсек состоит из множества расположенных друг над другом рифлёных полипропиленовых пластин.

В условиях ламинарного потока, капли нефти поднимаются и скапливаются на пластинах. Затем эти капли коагулируются и образуют нефтяную плёнку на поверхности полипропиленовых пластин. Применение близко расположенных рифлёных пластин создаёт большую коагуляционную площадь, на которой собираются капельки нефти, и этот отсек способствует большему столкновению капель. Отделённая нефть поднимается вверх и поступает в сборный отсек. Гравитация позволяет оседанию воды. Затем, чистая нефть выходит из аппарата через выпускные клапана.

Установка оснащена механическими контрольными клапанами, контролирующими уровень жидкости и расположенными на линии выхода нефти (CV2) и на линии выхода воды (CV1). Эти клапана открываются и закрываются регуляторами уровня воды и нефти. При повышении уровня нефти поднимается поплавок уровня нефти (LC2) и

механически открывает нефтяной контрольный клапан. При повышении уровня воды поднимается поплавок уровня воды (LC1) и механически открывает водяной контрольный клапан. Для пропуска больших объёмов воды установка оснащена этими двумя регуляторами уровня воды и двумя клапанами. Давление в аппарате поддерживается контрольным клапаном обратного давления (BPV1) установленным на линии газа.

Природный газ для топки отбирается либо из установки (газ отсепарированый от эмульсии), либо от дополнительного источника газа. Во избежание попадания жидкости в систему подачи топливного газа, топливный газ проходит через скруббер (SCRUB 1). Скруббер оснащён датчиком высокого уровня конденсата (LSH2), отсекающий подачу топливного газа в случае наполнения скруббера жидкостью. Скруббер также оснащён ручным сливным клапаном (HV6) позволяющим оператору периодически сливать накопившуюся жидкость.

Из скруббера топливного газа, топливный газ главной горелки проходит через регулятор топливного газа (PR2), который снижает давление в системе до приблизительно 2,5 кг/см2. Подача топливного газа в главные горелки в топке осуществляется через два параллельных отсекающих клапана (XSV2), контрольные клапана (ТС1) и ручные отсекающие клапана (HV3). Контрольные клапана (ТС1) управляются регуляторами температуры (ТС1) чувствительный элемент которых установлен в установке около жаровых труб. Контрольные клапана (ТС1) открываются и закрывается в зависимости от повышения или понижения температуры в этом отсеке и тем самым контролируют подачу топливного газа в горелки топки. В установке имеются две горелки и каждая из них контролируется одним регулятором температуры (ТС1) и соответствующей топкой. Топливный газ проходит через регулятор газа (PR1) который снижает давление до приблизительно 1,1 кг/см2. Затем топливный газ на каждую пилотную горелку проходит через ручной отсекающий клапан (HV2), отсекающий клапан (XSV1), и через ручной блокирующий клапан (HV1), который осуществляет контроль за подачей газа в горелки. Каждая горежа оснащена одним пилотом.

Контроль за пилотными горелками в обеих жаровых трубах осуществляется ультрафиолетовыми детекторами, расположенными на контрольной панели горелки (PANEL). При неисправности горелки, соленоидные клапана (XSV1 и XSV2) закрываются. Для последующей продувки и розжига, необходимо сбросить аварийный сигнал на контрольной панели горелки. Каждая горелка работает независимо от другой.

Вспомогательные средства автоматики включают в себя следующие приборы:

•Датчики (LG1 и LG2) для наблюдения за уровнем нефти в установке и определения уровня раздела фаз нефти и воды;

* Рабочие манометры (РН, PI2 и PI4);
* Манометры для измерения давления дымовых газов (PI3);
* Датчики (выключатели) высокого и низкого уровня (LSH1 и LSL1/LSLL1);
* Температурные датчики в ванне и при выходе из аппарата (ТТ1 и ТТ2);
* Датчик давления (РТ);
* Датчик расхода газа (FT);
* Нефтяной и газовый турбинные расходомеры (FM1 и FM2);
* Датчик обводнённости нефти на выходе (AT).

В средства безопасности входят следующие приборы:

* Предохранительные клапана (PSV1, PSV2, и PSV3);
* Выключатели высокой температуры в аппарате (TSH1);
* Выключатели высокой температуры дымовых газов (TSH2);
* Выключатели высокого и низкого давления топливного газа (PSH1 и PSL1);
* Выключатель высокого уровня конденсата в скруббере (LSH2);
* Система зажигания с аварийным отключением в случае неисправности на каждую горелку.

На контрольной панели горелки имеется следующее:

•Имеется выключатель (on/off - вкл./выкл), выключающий входящее на панель напряжение

• Имеется кнопка "сброс" (RESET);

Имеется кнопка "запуск горелки №1" (BURNER #1 START); Имеется кнопка "запуск горелки №2" (BURNER #2 START);

* Имеется кнопка "остановка горелки №1" (BURNER #1 STOP);
* Имеется кнопка "остановка горелки №2" (BURNER #2 STOP);
* Имеется контакт SPST для проверки состояния пламени №1;
* Имеется контакт SPST для проверки состояния пламени №2; Имеется контакт SPST для отключения при неисправности пламени №1
* Имеется, контакт SPST для отключения при неисправности пламени №2
* Использует сухой контакт SPST от компьютера для дистанционного отключения каждой горелки.

Жаровые трубы оснащены огнегасителями, в которых находятся главные и пилотные горелки. На дымовых трубах установлены молниеотвод и защитный колпак от дождя. Регулятор обратного давления (BPV1) и

мерная трубка (FE) необходимые для правильной работы установки, смонтированы на линии газового выхода

В блоке управления с торца установки находятся светильники, обогреватели, вытяжной вентилятор, датчик загазованности и термодетектор — датчик пожара на случай пожара. Датчик температуры воздуха в блоке управления замеряет температуру в блоке управления. Управление обогревателями осуществляется компьютером, который поддерживает температуру в диапазоне от О до 1,7 °С (32...35° F). Вытяжной вентилятор контролируется датчиком загазованности и компьютером. Он запускается при концентрации горючих смесей в воздухе от 50% (и выше) нижнего уровня взрывоопасности.

На дне ёмкости установлены аноиды, предохраняющие стальные поверхности от контакта с соляными растворами.

2.14 Обзор автоматизации системы сбора нефти и газа

Современное нефтедобывающее предприятие представляет собой сложный комплекс технологических объектов, осуществляющих добычу, транспортировку, первичную подготовку, хранение и внешнюю перекачку нефти и газа, а также выполняющих технологические процессы поддержания пластовых давлений.

Рассредоточенность технологических объектов на больших площадях привела к необходимости и экономической целесообразности разработки и внедрения телемеханических систем и организационных структур дистанционного контроля и управления технологическими объектами и процессами. Все это наложило особый отпечаток на характер технических и организационных решений вопросов автоматизации нефтедобывающих предприятий, обеспечило в ряде случаев ускорение, а иногда затрудняло внедрение по сравнению с автоматизацией предприятий других отраслей народного хозяйства.

Вопросами развития и внедрения автоматизации нефтедобывающих предприятий начали активно заниматься в середине 50-х годов. Однако из-за ряда причин эти работы велись медленно и не давали достаточного эффекта. Основными причинами, сдерживающими развитие автоматизации, были следующие. Автоматизировались не все процессы и не все объекты. Автоматизация осуществлялась некомплексно, из-за чего не высвобождался оперативный обслуживающий персонал, не совершенствовалась структура управления предприятием, не обеспечивалась экономическая эффективность. Средства автоматизации приспосабливались к существующему оборудованию, устаревшему, малонадежному, в ряде случаев непригодному для автоматизации. Средства автоматизации не составляли органически целого с автоматизированным оборудованием. Заводы изготовляли раздельно оборудование и средства автоматизации. На нефтяных промыслах монтировалось оборудование без обязательной установки на нем средств автоматики. Средства и системы автоматики и телемеханики разрабатывались применительно к большому числу технологических схем промыслового сбора и подготовки нефти и газа. В ряде случаев эти технологические схемы не были оптимальны для автоматизации. Все это приводило к разработке большого числа типов и конструкций средств автоматики и телемеханики, что затрудняло организацию широкого серийного производства, повышало стоимость при низком качестве приборов и устройств.

Анализ особенностей и существующего положения в области автоматизации нефтедобывающих предприятий позволил выработать основные принципы, которые были сформулированы в виде Основных положений по обустройству и автоматизации нефтедобывающих предприятий:

-унификации схем промыслового сбора нефти, нефтяного газа и воды;

-рационального размещения технологического оборудования на территории нефтедобывающего предприятия;

-создания новых видов нефтепромыслового оборудования, высокопроизводительного, надежного, органически включающего в себя средства автоматики;

-определения рациональных объемов автоматизации и телемеханизации объектов добычи, транспортировки и подготовки нефти, попутного газа и воды;

-разработки и внедрения новой организационной структуры автоматизированных нефтедобывающих предприятий.

Подъем жидкости из скважины следует рассматривать как начальную часть общей системы внутрипромысловой транспортировки нефти, газа и воды. Исходя из этого многие фонтанные скважины с буферными давлениями, не обеспечивающими подачу газонефтяной смеси к пунктам подготовки нефти, газа и воды без промежуточных перекачивающих станций, следовало бы с самого начала эксплуатации переводить на механизированные способы добычи. Стремление максимально использовать энергию пласта приводит к тому, что фонтанную скважину переводят на механизированный способ добычи только тогда, когда полностью прекращается фонтанирование. Это приводит к необходимости сооружать дожимные насосные станции (ДНС), совмещенные с сепарационными и буферными емкостями. С учетом оперативного резерва оборудования ДНС превращаются в громоздкие технологические объекты, рассредоточенные на промысловой площади и требующие повседневного обслуживания. В случае своевременного перевода фонтанных скважин на механизированный способ добычи необходимость в ДНС отпадает, так как напор, развиваемый глубинным насосом, обеспечивает подачу скважины по одному трубопроводу непосредственно к пунктам подготовки нефти, газа и воды.

Предусматривается единый для всего предприятия пункт сбора и подготовки нефти, на котором осуществляются сепарация всех ступеней, подготовка и внешняя перекачка товарной продукции нефти, газа и воды. Число скважин, объединяемых в едином центральном пункте подготовки нефти, выбирается исходя из максимально допустимых давлений на устье скважин.

При решении задач создания новых видов оборудования и технологических объектов необходимо учитывать специфику как нефтедобычи, так и освоения нефтяных месторождений. К специфике нефтедобычи относится прежде всего то, что оборудование работает под открытым небом, под воздействием атмосферных условий и отмечено непостоянство добычи нефти в различные периоды эксплуатации месторождения. Признано целесообразным оснащать нефтедобывающие предприятия оборудованием в блочном транспортабельном исполнении. Это позволяет наращивать или сокращать производственные мощности в зависимости от условий периода разработки нефтяного месторождения, что способствует повышению коэффициента использования оборудования до максимального значения. Вместе с тем блочный принцип позволяет значительно ускорить строительство объектов и ввод в эксплуатацию месторождений за счет применения индустриальных методов и резкого сокращения объема строительно-монтажных работ непосредственно на промысловых площадях. Изготовленное специализированными заводами блочное оборудование поставляется нефтедобывающими предприятиями комплектно со всеми средствами автоматики в опробованном и отлаженном состоянии. Создание технологических установок на специализированных заводах, а не монтаж их на промыслах, как это делалось раньше, позволяет решить проблему организации крупносерийного производства автоматизированного оборудования в объемах, обеспечивающих потребность всей отрасли, что обеспечит высокое качество и надежность его.

При решении задач автоматизации в качестве руководящих принципов приняты следующие: автоматизацией и телемеханизацией охватываются все основные и вспомогательные объекты; полная местная автоматизация, исключающая необходимость постоянного присутствия на объекте оперативного обслуживающего персонала; минимум информации, поступающей с объекта в пункты управления; автоматический сбор и переработка информации; автоматическая аварийная и предупредительная сигнализация с объектов. Предусматривается телемеханический контроль по уплотненным каналам связи: групповых измерительных установок, кустовых насосных станций, установок подготовки газа для газлифта, электроподстанций, расположенных на промысловой площади. Предусматривается дистанционный контроль по многопроводным каналам связи установок: сепарационных, подготовки нефти, подготовки воды, подготовки газа, сдачи товарной нефти, перекачки товарной нефти.

2.15 Расчет сепаратора на пропускную способность

Исходные данные:

Диаметр сепаратора,Dс , м……………………….……….1,6

Плотность нефти ρн , кг/м 3……………………..852

Давление Рс, МПа……………….…………………..1,7

Температура Тс, К……………………...………293

Вязкость нефти µн , МПа\* с….…….…………...6

Плотность газа ρго, кг/м3 ……………………………1,35

Вязкость газа µг , Па\* с…..…………………….1,3·10-5

Коэффициент Z………………………………………1

При расчетах сепараторов на пропускную способность для определения плотности газа в условиях сепаратора необходимо пользоваться формулой: с. 133(4)

ρг = ρго·Рст·Т3/Р0Тст (2.15.1)

где ρо- плотность газа при нормальных условиях ,кг/м3;

Рст и Ро - соответственно давление в сепараторе и давлении при нормальных условиях, Па;

То и Тст - абсолютная температура и при нормальных условиях (То=273 С), (Тст=273+t) соответственно, К;

Z - коэффициент, учитывающий отклонение реальных газов от идеальных.

ρг=1,35·2,1·106·273/0,1·106·293·1 =21,3 кг/м3

Определим максимальную пропускную способность по газу:

г mах = 841·Dс·Рс·dж·( ρн - ρг)/Тс·µг·Z (2.15.2)

где Vг mах - максимальная пропускная способность сепаратора по газу, расход которых приведен к нормальным условиям, м3/сут;

Dс - внутренний диаметр сепаратора, м;

dж - диаметр капли жидкости, м ( dж=1·10 -4м);

Рс - давление в сепараторе, Па;

Тс - температура в сепараторе, К.

Vг mах = 841·1,62·2,1·106· (1·10-4)2· (852-21,3)/293·1,3·10-5·1 = 7982116,4 м3/сут.

Максимальная пропускная способность сепаратора.

Qж mах = 36964·D2с·dг2· (ρн-ρг)/µн (2.15.3)

где dж- диаметр пузырька газа, м (можно принять (dж=1·10-3м)

µн - вязкость нефти, Па·с.

Qж mах = 36964-1,62 · (1·10-3)2 · (852·21,3)/6·10-3= 13·103 м3/сут.

При данных условиях Vг mах = 7982116 м3/сут. и Qж тах = 13·103 сепарация нефти будет эффективна с содержанием в ней газа не более 21,3%.

2.16 Расчет модификации внутренней перегородки

В настоящее время, по согласованию с фирмой производителем на ряде аппаратов произведена модификация внутренней перегородки для успокоения потока. Модификация заключается в удлинении перегородки успокоения потока, находящейся сразу же после жаровых труб. В результате в нагревательной части аппарата происходит перераспределение движения потоков нефти и воды в аппарате, предотвращается прохождение нагретой нефти под жаровыми трубами. Уменьшаемая разность температуры нагрева и температуры выхода подготовленной нефти из аппарата.

Опыт эксплуатации модифицированных аппаратов показал, что при одинаковом количестве подготовки нефти, производительность аппаратов повысилась в среднем в 2 раза. Возьмем в качестве эталона удельной суточной производительности электродегидратор ЭГ-200 и сравним с аппаратами до и после модернизации (Таблица2.16.1)

По сравнению с паспортной, максимальная производительность возросла на 20 - 35%.

Таблица 2.16.1-Сравнительные параметры работы электродегидратора ЭГ-200 и аппарата "Хитер - Тритер"

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Марка и емкость аппарата, Vm3 | Производительность аппарата,С)м /ч | Обводненность, q0 масса | Удельная производиельность, Q/V | КПД |
| ЭГ-200 | 300 | 0,1 .. | .0,3 | 1,5 | 1,0 |
| Аппарат V=75 дореконструкции | 40 ... 80 | 0,3 ... | 0,8 | 0,5 ... 1,1 | 0,63 ... 0,7 |
| Аппарат V=75после реконструкции | 100 ...110 | 0,3 .. | . 0,8 | 1,3 ... 1,5 | 0,85 ... 1,0 |

В данной рекомендации рассчитываем теоретическая производительность аппарата по нефти, рекомендация по модернизации аппарата и ведению технологического режима.

Исходные данные:

-плотность нефти при 20°Сρн.,кг/м3………..……….865

-плотность воды при20°Сρв.,кг/м3……………………..…..1014

-кинематическая вязкость нефти υ, м2/с....………….….4,2ּ10-6

-диаметр наименьшей капли воды, охлаждающейся в отстойной части d, м………………………… 2,2ּ10-6

-диаметр аппарата D, мм…………………………...…3048

-длинна обменной части аппарата L, мм……………….5245

-высота слоя эмульсии h1, мм……………..……0,764

-фактическая скорость осаждения воды в потоке нефти νфакт., м/с…………………………….1,005ּ10-6

Найдем плотность нефти и дренажной воды при температуре 50°С, плотность нефти найдем по формуле:

ρн = ρн - α(t-20) (2.16.1)

где α-поправочный коэффициент (d=0,66)

ρн =856-0,66(50-20)=825 кг\м3

найдем плотность воды при температуре 50°С и прибавим массу минерализации рв= 1002 кг\м3.

Процесс осаждения воды в аппарате возможен только при ламинарном режиме движения жидкости 10-4 ≤ Re ≤0,4÷2,0.

Скорость осаждения капель воды для ламинарного движения жидкости Uпок, определяется формулой Стокса

Un0K=d2-g ∙ (рв-рн)/18- vн ∙ рн , (2.16.2)

где Uпок - скорость осаждения капель воды, м/с

g - ускорение свободного падения, м/с

νн кинематическая вязкость нефти,м2/с

Uпок=(2,2∙10 -4)2·9,8· (1002- 825)/(18·4,2∙10 -6·825)=1,35∙10 -3м/с

Определяем значение критерия Рейнольдса по формуле:

Re=Uпок ·d/v (2.16.3)

Re=l,35·10 -4/4,2·10 -6 =0,07

То есть 10-4≤Re≤0,4÷2,0, следовательно, использование формулы Стокса для определения Uпок справедливо. Линейная скорость движения нефти в аппарате должна быть как минимум в два раза меньше рассчитанной скорости оседания капель воды. Для гарантированного осаждения, можно порекомендовать двукратный запас, то есть:

4UH≤Uпок →UH=Uпок/4

Uн=1,35·10 -3/4=3,35·10 -4m/c

Для эффективного отстоя должно соблюдаться неравенство г≥гос

где г- время пребывания нефти в отстойнике, ч

гос- время, необходимое для осаждения капель воды,ч

Время пребывания нефти в аппарате определяется по формуле:

r =hэ/UH (2.16.4)

где hэ- высота слоя эмульсии, м

высоту слоя эмульсии определяем по формуле:

hэ=0,5·D-hl (2.16.5)

где D - диаметр аппарата, м

h1 расстояние от дна аппарата до поверхности раздела фаз, м

hэ= 0,5·3,048 - 0,764= 0,76 м

г=0,76/3,35·10 -4=38мин

Время необходимое для осаждения капель воды определяем по формуле:

roc= hэ / Uфак= hэ/ (Uпок- UH) (2.16.6)

гос= 0,76/ 1,005·10 -3= 13 мин

где Uфак - фактическая скорость осаждения воды в потоке нефти, м/с

Находим производительность аппарата по формуле:

G= Uфак ·S (2.16.7)

где S - раздел фаз в аппарате, м2

Длина отстойной части аппарата 5,245 м, тогда поверхность осаждения в отстойной части аппарата равна:

S=L·D=5,245·3,048=16m2

G= 1,005·10-3·16=60м3/ч

2.17 Расчет температуры нагрева водонефтяной эмульсии

При эксплуатации аппаратов "Хитер-Тритер" необходимо раз в 6 месяцев останавливать аппарат для проведения ревизионных работ по осмотру и очистке аппарата от механических примесей и асфальтосмолопарафиновых отложений. Экспериментально установлено, что при снижении температуры потока нефти, выделяется твердая фаза АСПО, которые представлены преимущественно парафиновыми углеводородами, смолами, асфальтенами, водой и механическими примесями (окислами железа, глиной, карбонатами и др.) Нефти, добываемые на месторождениях НГДУ "НСН" в соответствии с классификацией СибНИИНЩРД 39-0148010-335-88р) принадлежат к средне- и высокоэмульсионным нефтям с повышенными температурами застывания и вязкостью.

При проведении ревизионных работ в перечень работ входит очистка аппарата от механических примесей и АСПО. При очистке аппарата особое внимание уделяется поверхности коалесцерных пластин, жаровых труб, поплавка раздела фаз "нефть-вода" и застойных зон внутри отстойной части аппарата.

Исходные данные:

-плотность нефти при 200С, ρн , кг/м3…………………...…856

-плотность воды при 200С, ρв , кг/м3……………………...1014

-площадь жаровой трубы S, м2 ……………………………32,9

-теплоемкость воды Gв , кДж/(кг0С)……………………4,19

Найдем плотность нефти и дренажной воды при температуре 900С. Плотность нефти найдем по формуле: с 46,(4)

ρн90 = ρн20-ά(t-20) (2.17.1)

где ά- поправочный коэффициент (0,66)

ρн90 = 856-0,66·(90-20)=810 кг/м3

по пересчетной таблице находим плотность воды при температуре 90°С и прибавим массу минерализации ρв90= 1002 кг/м3.

Произведем расчет теплонапряженности жаровых труб при нагреве водонефтяной эмульсии с температуры удаления АСПО 90°С, и обводненности 10%. Процесс удаления АСПО будем производить при 30%-35% загрузке аппарата (около 30м3).

Теплоемкость нефти найдем по формуле: с. 46,(4)

Ср = (107,325/√ ρн)·(496,8+t), (2.17.2)

где ρн - плотностьнефти, кг/м3;

t - температура нефти, °С.

Сн15=(107,325/√856)·(496,8+15)=1,87 кДж/(кг 0С)

Сн90=(107,325/√810)·(496,8+90)=2,076 кДж/(кг 0С)

При расходе 30м /ч, с аппарата будем сбрасывать 27 м3 нефти и Зм3 подтоварной воды, что будет соответствовать Gн=23112 кг/ч, Gв=3006 кг/ч. Количество тепла, необходимое для нагрева водонефтяной эмульсии найдем по формуле: с. 50,(6)

Q= GH ·( CHtk · tk-CHtн · tH)+Gв ·(Свtk · tk-Cвtн · tн) (2.17.3)

где Q количество тепла необходимое для нагрева водонефтяной эмульсии, Дж/ч

Cнtk, Снtн – теплоемкость нефти при температуре нагрева и начальной температуре, Дж/(кг0С)

Cвtk, Свtн – теплоемкость воды при температуре нагрева и начальной температуре, Дж/(кг0С)

Q= 23112(2,076 ·103 ·90 - 1,87 · 103 · 15)+ 3006(4,19 · 103 · 90 - 4,19∙103 · ·15)=4,76 · 103Дж/ч= 1,3 МВт

Количество тепла, выделяемое аппаратом равно 1732500 ккал/ч = 2 МВт, что позволяет иметь запас тепла, выделяемого аппаратом: n=100%-(1,3/2)100%=35%

Теплонапряженность поверхности жаровой трубы площади одной жаровой трубы найдем по формуле: с. 50,(6)

q= Q/(2S) (2.17.4)

где

q- теплонапряженность поверхности жаровой трубы, Вт/м2.

S- площадь жаровой трубы, м2

q= (2 · 106) / (2 · 32,9)=19,7 кВт/ м2

Для трубчатых печей теплонапряженность поверхности нагрева труб составляет 40 - 80 кВт/ м2 , что при нормальных условиях эксплуатации исключает прогар жаровых труб.

Давление углеводородных паров при температуре 90°С найдем по формуле:

Lg(P) = 9,22 – 1540/T (2.17.5)

где Р- давление углеводородных пар

Lg(P) = 9,22 – 1540/363 = 0,069MПа

Давление в аппаратах составляет 0,25 - 0,27 МПа, что исключает появление в аппаратах газовой фазы.

Максимальная температура нагрева аппарата лимитируется цепями блокировок КИП, температурой разрушения антикоррозийного покрытия, температурой начала деформации материала коалесцерных пластин. Т- температура нагрева углеводородных газов, К

Из паспорта аппарата максимальная расчетная температура работы 1490С, что допускается нагрев до 900С.

3. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

3.1 Организационная структура ЦДНГ-3

Цех обеспечивает выполнение плановых заданий по добыче нефти и газа, закачке рабочего агента в пласт и других показателей с соблюдением утвержденных технологических режимов работы эксплуатационных скважин и других производственных объектов при наименьших затратах материальных и трудовых ресурсов; повышении производительности труда и качества обслуживания скважин и других производственных объектов на основе выявления и использования резервов производства на каждом рабочем месте.

Устанавливает и своевременно доводит бригадам задания по добыче нефти и газа, закачке рабочего агента в пласт, в соответствии с утвержденным цеху плановым заданием и координирует работу бригад.

Составляет, исходя из утвержденных норм отбора нефти, газа и жидкости из других производственных объектов и представляет их в НГДУ на утверждение.

Обеспечивает работу эксплуатационных скважин и других производственных объектов в строгом соответствии с утвержденными технологическими режимами.

Устанавливает причины отклонений от утвержденных технологических режимов работы эксплуатационных скважин и других производственных объектов, составляет и организует выполнение мероприятий по незамедлительному устранению и предупреждению этих нарушений.

Принимает меры по обеспечению ритмичной работы бригад по добыче нефти и газа, поддержание пластового давления производит совместно с аппаратом НГДУ анализ результатов выполнения установленных производственных заданий предыдущего планового периода с целью выявления неиспользованных резервов увеличения добычи нефти и газа, принимает меры по использованию этих резервов.

Проводит текущий анализ состояния эксплуатационного фонда нефтяных и газовых нагнетательных скважин, составляет и организует осуществление мероприятий по сокращению бездействующего и простаивающего фонда скважин. Анализирует причины простоев скважин и ведет учет связанных с этим недоборов добычи нефти и газа.

Составляет и организует внедрение геолого-технических и организационных мероприятий, направленных на обеспечение выполнения установленных заданий по добыче нефти и газа, закачке рабочего агента в пласт и других технико-экономических показателей, после их утверждения руководством НГДУ.

Организует проведение промыслово-гидродинамических и геофизических исследований в эксплуатационных скважинах в соответствии с действующими правилами и инструкциями по разработке нефтяных и газовых месторождений (составление и представление в НГДУ графиков и заявок на проведение исследовательских работ, контроль за их качеством, проведение контрольных замеров дебитов и отбор проб жидкости из скважин).

Организует в соответствии с действующими инструкциями технически правильную эксплуатацию скважин, сооружений и коммуникаций, технологического оборудования и установок, представляет в НГДУ предложения по графикам проведения планово-предупредительных ремонтов (ППР).

Определяет текущую потребность в ремонтном обслуживании, обеспечение материально-техническими средствами, транспортом и другом обслуживании, представляет в НГДУ заявки на удовлетворение этих потребностей. Разрабатывает графики централизованной доставки материально-технических средств на производственные объекты.

Распределяет установленные цеху лимиты на получение материально-технических средств и транспортные расходы между бригадами и контролирует их использование; при производственной необходимости ходатайствует перед руководством НГДУ о выделении дополнительных лимитов. Распределяет выделенные цеху материально-технические и транспортные средства между бригадами и контролирует их использование.

В аварийных ситуациях организует получение материально-технических средств на складах в мелкооптовых магазинах базы производственно-технического обслуживания в комплектации оборудованием и их доставку на производственные объекты силами цеха.

Ведет первичный учет работы подземного и наземного оборудования скважин, анализирует причины отказов в его работе; разрабатывает мероприятия по увеличению межремонтного периода работы скважин.

Составляет планы-заказы на подземный и капитальный ремонт скважин и воздействие на призабойную зону.

Обеспечивает своевременную техническую и технологическую подготовку и передачу скважин, оборудования, сооружений и коммуникаций бригадам и звеньям БПО, других подразделений и организаций для проведения ремонтных и других работ, а также их прием после окончания работ с оформлением необходимой приемосдаточной документации.

Осуществляет контроль за своевременным и качественным выполнение службами БПО, других подразделений и организаций работ, предусмотренных планом организационно-технических мероприятий и графиками ППР, а также аварийных работ на скважинах и других производственных объектах.

Контролирует проведение работ по окончанию бурения и капитального ремонта скважин (опрессовка и перфорация эксплуатационной колоны, освоение скважин и т.д.) и воздействие на призабойную зону эксплуатационных скважин.

Обеспечивает выполнение планов внедрения новой техники, прогрессивной технологии, комплексной механизации и автоматизации производственных процессов ,научной организации труда.

Участвует в разработке и осуществлении мероприятий по предупреждению коррозии нефтепромыслового оборудования, технологических установок и коммуникаций.

Составляет и организует совместно с БПО выполнение мероприятий по подготовке скважин и других производственных объектов и коммуникаций к работе в осенне-зимний и паводковый периоды.

Участвует в расследовании причин аварий нефтепромыслового оборудования, технологических установок и коммуникаций, в разработке мероприятий по их предупреждению; ведет учет происшедших аварий.

Обеспечивает безопасные и здоровые условия труда, а также своевременное представление работающим льгот по условиям труда. Принимает меры по ликвидации аварий и пожаров, по оказанию первой помощи пострадавшим при несчастных случаях.

Содержит закрепленную за цехом территорию в образцовом порядке, принимает меры по повышению культуры и эстетики производства, а также охране окружающей среды при добыче и сборе нефти и газа.

Составляет и осуществляет мероприятия по снижению удельной численности работников по обслуживаемым скважинам против нормативной за счет внедрения передовых методов и приемов труда при обслуживании объектов нефтегазодобычи, расширения зон обслуживания и применения других прогрессивных форм организации труда.

Участвует в разработке и осуществлении организационно-технических мероприятий по повышению эффективности производства. Разрабатывает и осуществляет мероприятия по экономии материально- технических средств и сокращению транспортных расходов.

Ведет учет параметров работы эксплуатационных скважин и других производственных объектов и своевременно представляет Центральной инженерно-технологической службе ежесуточную информацию о выполнении планового задания по добыче нефти и газа, состояние фонда скважин в проведении ремонтных работ, причинах простоев производственных объектов и связанных с этим недоборов нефти и газа, а также представляет в НГДУ геологическую отчетность о работе эксплуатационных скважин.

Обеспечивает содержание административных и бытовых зданий в соответствии с правилами и нормами производственной санитарии и пожарной безопасности, а также исправность систем освещения, отопления, вентиляции и канализации. Организует ремонт административных и бытовых зданий.

Организует обеспечение работников цеха канцелярскими принадлежностями, средствами механизации инженерного труда, инвентарем, мебелью и другими предметами хозяйственного обслуживания.

Осуществляет совместно с отделом кадров НГДУ подбор, расстановку и рациональное использование инженерно-технических работников и рабочих, составляет и осуществляет мероприятия по повышению квалификации и экономическому образованию работников цеха в соответствии с требованиями технического прогресса. Обеспечивает проведение производственного инструктажа рабочих.

Производит составление и оформление в установленном порядке первичной документации, связанной с расходованием материальных ценностей, выплатой заработной платы работающим, оприходованием и списанием закрепленных за цехом основных фондов, малоценных и быстроизнашивающихся предметов и спецодежды, а также с другими производственно-хозяйственными операциями цеха.

На рисунке 3.1.1 изображен фрагмент организационной структуры НГДУ "Лянторнефть", где показана общая система цехов по добыче нефти и газа. Представлена организационная структура ЦДНГ-3, согласно которого ниже описана функциональные основные обязанности отдельных работников

Таким образом, начальник цеха, осуществляет руководство производственно-хозяйственной деятельностью цеха, обеспечивает выполнение плана по добычи нефти и газа. Осуществляет безаварийную работу подразделениям цеха. Организует взаимосвязь цеха добычи с подрядчиками. Планирует участие в разработке перспективных планов деятельности цеха.

Ведущий инженер, организует производство работ, технологического процесса в соответствии с нормами и правилами Т/Б НГДУ. Разрабатывает и внедряет мероприятия по выполнению технико-экономических показателей цеха. Несет ответственность за соблюдения технологии и внедрения новой техники. Принимает участие в разработке перспективных планов деятельности цеха. Несет ответственность за состояние Т/Б.

Ведущий геолог, проводит анализ состояния эксплуатационного фонда, разрабатывает мероприятия по повышению производственных действующих скважин. Контроль и прием скважин из ПРС, КРС, СУБР. Обеспечивает выполнения установленных заданий по добычи нефти и газа. Обеспечивает проведения промысловых исследований.

Мастер добычи нефти и газа, обеспечивает выполнение технико-экономических показателей бригады добычи. Обеспечивает соблюдения технологического режима работ скважин. Обеспечивает контроль за вводом новых объектов на участке. Обеспечивает работу смежных бригад на закрепленном участке. Осуществляет сдачу-прием объектов в ремонт, из ремонта, ввод их в эксплуатацию. Несет ответственность за состоянием закрепленного оборудования. Несет ответственность за своевременное обеспечение бригады МТР, средствами защиты.

Мастер УПСВ, осуществляет контроль за безаварийную работу технологического процесса подтоварной нефти, подготовка нефти. Контролирует технологический режим ДНС. Обеспечивает работу смежных подразделений. Несет ответственность за состоянием закрепленного оборудования. Несет ответственность за состоянием Т/Б и пожарной безопасности на объектах.

Старший механик, обеспечивает правильную и безопасную эксплуатацию механизмов и оборудования технологических установок. Организует учет наличия и работу механического оборудования. Составляет график ППР нефтепромыслового оборудования, и следить за их выполнением. Несет ответственность за исправность подъемных механизмов, соблюдения правил безопасности при погрузочно-разгрузочных работах. Составляет потребность в материально-технических ресурсах. Участвует в испытании новой техники.

Геолог 2 категории, выполняет контроль за состоянием нефтяного и нагнетательного фонда скважин. Работа с АРМом. Участие в разработке

ГТМ направленных на выполнение плана заданий по добычи нефти и газа. Организует контрольные замеры дебитов жидкостей и отбор проб. Составляет суточную информацию.

Геолог, организует проведение исследовательских работ. Участвует в разработке ГТМ. Ведет отчетную документацию и суточную информацию по состоянию фонда. Работа с АРМом.

Технолог, принимает участие в составлении технологического режима работы скважин. Принимает участие в составлении графика движения бригад ПРС, КРС. Разрабатывает мероприятия по улучшению работы фонда скважин. Подбирает и контролирует работу по депарафинизации скважин. Принимает участие по внедрению новой технике и технологии. Организовывает и контролирует работу технологической группы.

Мастер ДНС, контролирует технологический режим ДНС. Обеспечивает работу смежных подразделений. Несет ответственность за состоянием закрепленного оборудования. Несет ответственность за состоянием Т/Б и пожарной безопасности на объектах.

Экономист, оформляет и составляет документы на выплату премии, доплат, надбавок. Осуществляет контроль за соблюдением штатной дисциплины, расходованием ФОТ, сметы затрат на производство. Ведет смету и учет заработной платы по цеху и ведущим профессиям. Выполняет отчетность по труду и нормированию. Осуществляет контроль за оформлением табеля, учета рабочего времени. Составляет расстановку численности по цеху, по бригадам, по профессиям.

Техник, оформляет табеля учета рабочего времени, составляет баланс рабочего времени, расстановку численности. Занимается разноской и подшивкой первичной документации в геологическом отделе. Занимается получением и раздачей талонов на специальное питание.

ПАТ, обслуживание телемеханики. Работа со смежниками и передача всей информации. Следит за замерами жидкости по скважинам.

Бригада добычи нефти и газа, выполняет распоряжения мастера. Обеспечивает безаварийную работу в соответствии регламентом ДНС. Обеспечивает безаварийную работу скважин, замерных установок, БВГ. Выполнение ГТМ. Подготовка, запуск в работу скважины, вывод на режим ЭЦН, ШГН. Осуществляет ремонт нефтепромыслового оборудования.

Бригада УПСВ, осуществляет контроль безаварийной работы технологического процесса подтоварной нефти, подготовка нефти.

Ремонтная группа, осуществляет ремонт оборудования на объектах цеха. Производит сварочные работы на объектах цеха. Несет ответственность за состоянием оборудования. Выполняет график ППР оборудования.

Хозяйственное звено, производит ремонт ЗУ, АБК операторных, опорных пунктов. Изготовление дверей, рам для производственных помещений.

Схема 3.1.1-Структура ЦДНГ-3 НГДУ "Лянторнефть"

3.2 Оплата труда и премирование в ЦДНГ-3

Оплата труда и премирования работников НГДУ "Лянторнефть", в том числе, ЦДНГ регулирующие в положение с целью повышения материальной заинтересованности и уровня ответственности за конечный результат своей деятельности.

Положение вводится с целью повышения материальной заинтересованности работников в результатах труда, ответственности за выполнение своих должностных обязанностей.

Оплата труда рабочих осуществляется по утвержденным тарифным ставкам (окладам); руководителей, специалистов и служащих по должностным окладам. На предприятии применяется сдельно-премиальная и повременно-премиальная система оплаты труда. Сдельно-премиальная система оплаты труда применяется при наличии технически обоснованных норм времени, при оплате труда вспомогательных рабочих применяется косвенно-сдельная система оплаты труда. При повременно-премиальной системе оплаты труда на основании нормированных заданий, тарифно-квалификационных расчетов производятся доплаты: за совмещение профессий до 50% тарифной ставки (оклада) отсутствующего работника, независимо от числа лиц, между которыми распределяются доплаты; за расширенную зону обслуживания до 30% тарифной ставки.

За руководство бригадой не освобожденным от основной работы рабочим производится доплата: за руководство бригадой с численностью рабочих:

-от 5 до 10 человек10% тарифной ставки;

-от 11 до 25 человек12% тарифной ставки;

-от 25 и выше15% тарифной ставки.

Доплаты выплачиваются при условии выполнения бригадой производственного задания. Доплаты за работу в ночную смену производится в размере 35% часовой тарифной ставки за час работы в ночное время.

Работа в праздничные дни оплачивается в двойном размере: сдельщикам в размере двойной сдельной расценки; рабочим, труд которых оплачивается по часовым тарифным ставкам в размере двойной тарифной ставки; работникам, получающим месячный оклад в размере двойной дневной ставки-оклада, если работа проводилась сверх месячной нормы, в размере одинарной ставки, если работы проводилась в пределах месячной нормы. Работа в сверхурочное время оплачивается за первые два часа в полуторном размере, а за последующие часы в двойном.

Надбавки за профессиональное мастерство устанавливаются рабочим в процентах к тарифным ставкам по решению администрации цеха и профсоюзного комитета.

1. разряд- от 4 до 12 %;
2. разряд- от 4 до 16 %;
3. разряд- от 12 до 20 %;
4. разряд- от 16 до 24 %.

Максимальный размер надбавок устанавливается в размере 20 % оклада.

Учащимся, направленным на курсы по подготовке кадров из числа лиц, ранее не работавших в данной системе, выплачивается 100% тарифной ставки, установленной для работников тех профессий , для замещения которых подготавливаются работники. Ученикам доплачивается 100% ставки повременщика 1 разряда за счет фонда оплаты труда бригады (цеха). Премирование учеников производится по принятому бригадой, цехом порядку, согласованного утвержденного положения.

Выплаты за вахтовый метод работы производится работникам, принятым на работу по вахтовому методу организации работ, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ, а также за фактические дни нахождения в пути от пункта сбора к месту работы и обратно в размере установленной нормы суточных при командировках на территории РФ.

Начисление премии производится с учетом выполнения показателей премирования в установленных данным положением размерах. Учет выполнения показателей премирования производится нарастающим итогом с начала года, а по показателям, не поддающимся суммированию, по сравнению с соответствующим периодом прошлого года.

Размер премии (в %) устанавливается в целом на бригаду (звено) по результатам работы коллектива. В тех случаях, когда невозможно создать бригады, премирование производится за индивидуальные результаты труда.

Премия начисляется:

-рабочим- повременщикам по установленным показателям за фактически отработанное время;

-рабочим-сдельщикам на общую сумму заработной платы по наряду.

Премии начисляются на установленные доплаты и надбавки:

-за совмещение профессий;

-за увеличение зоны обслуживания, увеличение объема работ;

-выполнение обязанностей отсутствующего работника;

-за выполнение особо важной работы;

-за профмастерство, высокие достижения в труде;

-за работу в ночное время, разрывной характер работ.

Размер премии определяется в процентах к сумме должностных окладов с учетом выполнения индивидуальных показателей. Распределение премии производится с учетом коэффициента качества труда каждого работника пропорционально должностным окладом (тарифным ставкам) за отработанное время, либо по иному принятому порядку.

В отдельных случаях руководству предприятия предоставлено право лишать конкретных работников премии до 100% , если допущены серьезные производственные упущения, хищения и порчи материальных ценностей, приписки в отчетах и других документах, ухудшения состояния охраны труда, техники безопасности (травматизма), охраны окружающей среды.

Основанием для начисления премии является:

-данные бухгалтерского и статического учета;

-справка о выполнении показателей и условий премирования;

* протокол комиссии качества об установлении ККТ отделу, цеху, бригаде;
* протокол советов бригад, отделов об установлении ККТ;
* приказы, решения о снижении размера премии конкретным работникам;

Начисление премии производится руководителям, специалистам, служащим, рабочим ЦДНГ, ЦППН, БПО СА - в следующем за отчетным месяцем; рабочим остальных цехов - в отчетном месяце.

Дополнительный премиальный фонд начисляется по утвержденному ОАО "Сургутнефтегаз" нормативу на 1 тонну добытой сверх плана нефти.

Используется дополнительный премиальный фонд:

-на восполнение недостающего фонда оплаты труда в частности текущего премирования;

-на премирование особо отличившихся работников из фонда руководителя при отсутствии средств на эти цели в пределах планового фонда оплаты труда;

-на премирование за выполнение организационно-технических мероприятий;

-на премирование за выполнение дополнительных работ, не обусловленных трудовым договором, работ срочных от выполнения, которых зависит нормальная работа предприятия;

-на премирование коллективов, достигших наилучших результатов работы в условиях конкурсов, установленных рубежей;

-на премировании работников за сверхплановую добычу нефти из премиального фонда подразделения, цеха, определенного по утвержденному нормативу.

Распределение премии за сверхплановую добычу нефти производится в процентах к тарифной ставке за фактически отработанное время с учетом коэффициента качества труда, установленного на данную премию Советом бригады. На данную премию начисляется районный коэффициент и северная надбавка. Работникам профсоюзного комитета НГДУ " Лянторнефть" премия за сверхплановую добычу нефти выплачивается в размерах установленных для аппарата управления.

3.3 Расчет технико-экономического обоснования использования УПСВ "Хитер-Тритер" в условиях ЦДНГ-3

Внедрение установок "Хитер-Тритер" фирмы "Sivalls" весьма целесообразно с точки зрения промысловой подготовки нефтепродукции. В состав эксплуатационных расходов включаются затраты по заработной плате рабочих, обслуживающих установку в течение года, стоимость потребления электроэнергий электроприёмников и их установленная мощность, теплоэнергия. В состав затрат включаются единовременные затраты по приобретению и СМР установок.

Согласно справки ПЭО НГДУ "Лянторнефть" балансовая (первоначальная) стоимость аппаратуры составляет 36720,26 тыс. рублей. Ежемесячная амортизация - 275,40 тыс. рублей. Тогда годовая сумма амортизации составит - 275,40 ·12 мес. = 3304,82 тыс. рублей.

Рассчитаем заработную плату рабочим за календарный период.

Таблица 3.3.1 - Численно-квалификационный состав звена

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование профессии | Разряд | Количество человек | Тарифная ставка, руб. |
| Оператор ООУ | 4 | 5 | 35,08 |
| Оператор ООУ | 3 | 4 | 28,20 |
| Машинист Т/Н | 3 | 4 | 27,15 |
| Итого | - | 13 | - |

1. Расчет заработной платы рабочих-повременщиков по тарифу:

3ПТ = Т·СТ, (3.3.1)

где Т- фактические затраты времени (2920 часов - эффективный фонд рабочего времени), час;

Ст - тарифная ставка соответствующего разряда.

Зпт3 = 27,15 · 2920 = 79278,00 (руб.)

Зпт4 = 28,20 · 2920 = 82344,00 (руб.)

Зпт5= 35,08 · 2920 = 102433,6 (руб )

2.Расчет премии произведём по формуле:

Пфот=Зпт·П% / 100%, (3.3.2)

где П% - процент премии, равный 60%.

Пфот3 = 79278,00· 60/100 = 47566,8 (руб.)

Пфот4 = 82344,00 · 60/100 = 49406,4 (руб.)

Пфот5 = 102433,6 · 60/100 = 61460,16 (руб.)

3.Расчет фонда оплаты труда производственных рабочих- повременщиков :

ФОТповр=Зпт + Пфот; (3.3.3)

ФОТповр3 = 79278,00 +47566,8 =126844,8 (руб.)

ФОТповр4= 131750,4 (руб.)

ФОТповр5= 163893,76 (руб.)

4.Расчет основной заработной платы с учетом районного коэффициента (РК) и северных надбавок (СН):

РК=ФОТповр · 70%/100% (3.3.4)

РК3 = 126844,8 · 70/100 =88791,36(руб.)

РК4 = 92225,28 (руб.)

РК5= 114725,6 (руб.)

СН=ФОТповр · 50%/100% (3.3.5)

СН3= 126844,8 · 50/100 = 63422,4 (руб.)

СН4= 65875,2 (руб.)

СН5= 81946,88 (руб.)

5.Рассчитаем основной фонд заработной платы работников:

ФЗП0СН = ФОТповр + РК + СН (3.3.6)

ФЗПосн3 = 126844,8 + 88791,36+ 63422,4 = 279058,56 (руб.)

ФЗПосн4=289850,88 (руб.)

ФЗПосн5=360566,24 (руб.)

6.Расчет дополнительной заработной платы:

ЗПдоп = ФЗПосн · П%/100 (3.3.7)

где П% - процент доплаты равен 18,8%.

ЗПдоп3 = 279058,56 · 18,8/100 = 52463,01 (руб.)

ЗПдоп4= 54491,96 (руб.) ЗПдоп5 = 67786,5 (руб.)

7.Расчет общего фонда заработной платы:

ФЗПповр = ФЗПосн + ЗПдоп (3.3.8)

ФЗПповр3 = 279058.56 + 52463,01 = 331521,57 (руб.)

ФЗПповр4 = 344342,84 (руб.)

ФЗПповр5 = 428352,74 (руб.)

8.Расчет суммарного фонда заработной платы:

ФЗП0 = ФЗПповр3 + ФЗПповр4 + ФЗПповр5 (3.3.9)

ФЗП0 = 331521,57 + 344342,84 + 428352,74= 1104217,15 (руб.)

9.Рассчитаем отчисления на социальное страхование:

О = ФЗП0 · 0%/100%, (3.3.10)

где 0% - процент отчислений на соцстрах, 36,5 %.

О = 1104217,15 · 36,5/100 = 403039,3 (руб.)

Рассчитаем расходы по электроэнергии и установленной мощности.

Таблица 3.3.2 Расшифровка по электроэнергии

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование Электроприемников | Номинальнаямощность, кВт | Количество,шт. | ПолнаяМощность, кВт |
| 1.Емкость для сбора Ливневых стоков (насос) | 18,5 | 1 | 18,5 |
| 2.Емкость для сбора улов.нефти (насос) | 18,5 | 1 | 18,5 |
| 3.Трехфазный аппарат (шкаф вводной) | 13,3 | 4 | 53,2 |
| 4.Технологический блок (ввод) | 8,76 | 1 | 8,76 |
| 5.Блок-бокс для мотопомпы (ввод) | 0,4 | 1 | 0,4 |
| Всего | - | - | 99,36 |

1. Определим плату за потреблённую электроэнергию:

Зэ=Ро·24·365·Тэ, (3.3.11)

где Ро - полная мощность оборудования, кВт;

Тэ - тариф за потреблённую электроэнергию, руб.

Зэ = 99,36 · 24 · 365 · 0,258 = 224561,5 (руб.)

2.Определим плату за установленную мощность:

Эм = 99.36 ·12 мес · 386 · 460235,5 (руб.)

3.Определим затраты по теплоэнергии.

Расход газа на 1 аппарат "Хитер-Тритер" составляет 340 м /час, т.е. расход газа за год составит - 340 м3/час · 24 ч · 365 дн. = 2978400 м3. Себестоимость 1 м3 газа примерно на 01.10.10 составляет - 24,11 руб. Следовательно, расходы по теплоэнергии (Зт) составят:

0,025 · 2978400 = 74460 тыс. рублей.

4.Рассчитаем общую сумму эксплуатационных и единовременных затрат по внедрению данного оборудования:

Зо=ЗП+Зэ+Зм+Зт (3.3.12)

Зо-222,80+79,32+224,6+74,46+3304,82+460,2=4366,2 (тыс. руб.)

Установка предварительного сброса воды (УПСВ) на базе трехфазного сепаратора производства фирмы "Sivalls" используется для разделения эмульсии и предварительного сброса воды. Эксплуатируемые установки имеют производительность 10000 тон жидкости в сутки при обводненности на входе от 70% до 90%.

Внедрение данных установок - нефтегазоводоотделителей типа "Хитер - Тритер", позволяет отделять подтоварную воду и попутный нефтяной газ из добываемой жидкости непосредственно на площадке дожимной насосной станции (ДНС) и подать подготовленную подтоварную воду на кустовую насосную станцию (КНС) для закачки в пласт для поддержания пластового давления. Как правило, ДНС и КНС расположены на одной площадке.

Установка полностью отвечает поставленным задачам и требованиям технологического процесса.

Экономическая эффективность установки обусловлена тем, что отделение воды нефти осуществляется непосредственно на площадке ДНС. Сокращаются объемы перекачиваемой жидкости с ДНС на товарный парк, исключается процесс повторной перекачки подтоварной воды с товарного парка на КНС, что ведет к снижению материальных и энергозатрат. Кроме того, использование трехфазных аппаратов позволяет сократить сроки и затраты на капитальное строительство и обеспечить высокую технологичность процесса предварительного сброса воды.

Исходные данные для расчета экономии затрат смотри в таблице 3.3.3

Таблица 3.3.3 – Исходные данные для расчета экономии затрат

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование показателей | Ед.изм. | Варианты технологического процесса |
| Базоваятехнология | Новая Технология с Применением УПСВ |
| Остановочный тариф за 1кВт/час Электроэнергии (Тэ) | руб. | 0,662 | 0,662 |
| Продолжение таблицы 3.3.3 |
| Количество насосов ЦНС, установленных на ДНС и используемых при откачке добываемой жидкости с ДНС на ЦППН ЦНС-300/300 К1 | шт | 4 | - |
| К2 | шт |  | 3 |
| Количество насосов ЦНС, используемых для откачки подтоварной воды с ЦППН КНС  | шт | 5 | - |
| Н2 | шт |  | 2 |
| Количество эл. двигателей высвобождающихся насосов за счет снижения обводненности и объема перекачиваемой жидкости с ДНС на ЦППН М1Nдв | шт | 2 | - |
| М2Nдв | шт | - | - |
| В т. ч. эл. двигатели ПТБ-10 (Nдв.=455кВт) |  | 2 | - |
| Электродегидратор ЭГ-200 (Nдв.=455кВт) |  | 1 | - |
| Эл.дв.на насосах внутр. перекачки (Nдв.=455кВт) |  | 1 | - |
| Норма расхода ингибитора коррозии трубопровода ДНС-ЦППН в сутки , И1 | Л | 6305 | - |
| И2 | Л |  | 5605 |
| Стоимость используемого ингибитора коррозии за 1000 л. Си | руб | 12634 | 0 |
| Принятый коэффициент загрузки электродвигателя, Кзаг. |  | 0,8 | 0,8 |

Годовая экономия электроэнергии (Э1), получаемая при уменьшении объема перекачиваемой жидкости с ДНС на ЦППН насосами ЦНС 300/360 (Nдв.=500 кВт)

Э1 = К3 · Nдв.· Кзаг·Тэ · 24час ·365дн. (3.3.13)

где К3=К1-К2 - количество насосов, которые высвобождаются

за счет уменьшения объема перекачиваемой жидкости с ДНС на ЦППН, шт.;

Nдв. - мощность двигателей, кВт;

Кзаг - коэффициент загрузки электродвигателя, 0,8.

Э1=К3·Nдв.·Кзаг·Тэ·24час·365дн=1дв·500кВт·0,8·0,662р·24час·365дн =2319,6тыс.руб.

где K3=K1-K2 = 4-3=1 дв. - количество выводных двигателей

Nдв. =500кВт. - мощность двигателей

Кзаг.=0,8 - коэффициент загрузки.

Годовая экономия электроэнергии (Э2), получаемая при прекращаннии откачки подтоварной воды с ЦППН на КНС насосами ЦНС 300/300 (Nдв =315кВт.):

Э2Э =Н3 ·Nдв · Кзаг ·Тэ · 24час · 365дн (3.3.14)

где Н3=Н1 - Н2 количество высвобождаемых насосов при сокращении объема откачки подтоварной воды с ЦППН на КНС, шт.

Nдв - мощность двигателей, кВт

Кзаг. - коэффициент загрузки эл. двигателя = 0,8.

Э2э=Нз·N дв ·Кзаг·Тэ·24час·365 дн= Здв ·315кВт ·0,8 · 0,662р· 24час·365дн= =4384,1 тыс.руб..

где Н3= Н1 - Н2=3дв

Кдв=315кВт.;

Кзаг = 0,8.

Снижение обведенности и объема перекачиваемой жидкости с ДНС на ЦППН что позволяет сократить потребление электроэнергии на ЦППН.

Экономия электроэнергии (Э3) за счет снижения обводненности и объема перекачиваемой жидкости потребления электроэнергии с ДНС на ЦППН рассчитывается по формуле:

Э3Э = Э3ЭП(3.3.15)

где Э3э экономия электроэнергии за счет уменьшения потребления электроэнергии каждым видом электропотребителей за счет снижения объема и обводненности перекачиваемой жидкости при технологии подготовки нефти на УПСВ, тыс. руб.:

Э3ЭП = М3.1 · N дв · Кзаг·Тэ·24час ·365дн(3.3.16)

где п - определенный вид используемого электропотребителя в зависимости от его мощности N дв.;

М3.1 = М1Nдв – М2Nдв - количество электропотребителей электродвигателей на ПТБ, электродегидраторов ЭГ, электродвигателей на насосах внутренней перекачки);

N дв - мощность двигателей, кВт;

Кзаг \_ коэффициент загрузки электродвигателя = 0,8.

Электропотребители :

1. 2ед. электродвигателя на ПТБ-10 (55кВт.)
2. 1ед. электродегидратор ЭГ-200 (10кВт.)

3) 1ед. электродвигатель на насосах внутр. пер. (100кВт.).

Э3э=Э3эп=Э3э1+Э3э2+Э3э3 = 818,7+ 74,4+ 744,2=1637,3 тыс.руб.

Э3 эп = М3.1 · Nдв · Kзаг ·Tэ ·24час ·365дн =2дв ·55кВт · 0,8 ·0,1,062руб ·

24час ·365дн=818,7 тыс.руб..

где п=1 (эл.двиг. на ПТБ-10 Nдв=55kBt.)

М3.1 =М1Nдв – М2Nдв = 2ДВ.- 0ДВ.= 2ДВ. (Nдв= 55кВт);

Кзаг. =0,8.

Э3 э2 = М3.2 · Nдв · Кзаг ·Тэ·24час ·365дн=1дв· 10кВт ·0,8 ·0,1,062руб ·

·24час ·365дн=74,4 тыс.руб.

где п=2 (электродегидратор ЭГ-200 Nдв=10кВт.)

М3.2=М1Nдв-М2Nдв = 1дв - 0дв=1дв.(Nдв=10кВт.)

Кзаг=0,8.

Э3 э3 = М3.2 · Nдв ·Кзаг ·Тэ·24час ·365дн=1дв ·100кВт·0,8·0,1,062 руб·

·24час·365дн =744,2 тыс.руб.

где п=3 (электродвигатель на внутр. перек. насоса Nдв =100кВт.);

М3.3=М1дв.-М2дв. = 1ДВ - 0дв.=1дв.(Nдв=100кВт.);

Кзаг.=0,8.

Экономия материально - технических затрат (Э4и), получаемая от уменьшения расхода ингибитора коррозии при обработке трубопровода ДНС - ЦППН - КНС (в тыс. руб.)

Э4и= И3·Си· 365дн.(3.3.17)

где И3=И1 - И2 - разница между нормой расхода ингибитора коррозии, используемого при существующей технологии отделения воды из добываемой жидкости без УПСВ, и расходом ингибитора, используемого при технологии подготовки нефти УПСВ.

Э4и=И3·Си ·365ДН. = 700л·0,019руб.·365дн = 4854,5 тыс.руб.

где Из=И1 - И2= 6305 - 5605=700 литров.

Годовая экономия (Э) материально - технических затрат и энергетических ресурсов, без учета затрат на внедрение и содержание УПСВ (эксплуатационные затраты), составит:

Э =Э1 + Э2 +Э3 + Э4и  (3.3.18)

Э=Э1+Э2+Э3+Э4и=2319,6+4384,1+1637,3+4854,5=13195,5тыс.руб.

Рассчитаем экономический эффект и срок окупаемости :

1.Эффект за год:

Эi = Э0 - 30 = 13195,5 - 4366,2 = 8829,3 тыс.руб.

2.Срок окупаемости с учетом капиталовложений:

Ток=Ki/ Эi = 36720.26 /8829,3 = 4,2 года

4. ОХРАНА ТРУДА

4.1 Охрана труда и техника безопасности при работе на УПСВ

Все рабочие, инженерно - технические работники, могут быть допущены к самостоятельной работе на установку, только после прохождения ими инструктажа по технике безопасности, газобезопасности, стажировке на рабочем месте и проверке полученных ими знаний. Обслуживающий персонал должен быть обучен и аттестован на соответствующую квалификацию.

Необходимо строгое соблюдение норм технологического режима и графиков ремонта оборудования и приборов, осуществление систематического контроля выполнения должностных инструкций, при соблюдении правил безопасности; своевременное выполнение мероприятий по подготовке дожимной насосной станции и установки предварительного сброса воды к эксплуатации в осенне-зимний период и подготовке к весеннему паводку, соблюдение мер пожарной безопасности при эксплуатации, проведение пожаро-взрывоопасных работ.

Все работающие должны быть обеспечены соответствующей спецодеждой, специальной обувью и предохранительными приспособлениями, которые должны выдаваться по установленным нормам. В перечень спецодежды работников входят: костюм хлопчатобумажный для защиты от нефти и нефтепродуктов, рукавицы кислотозащитные, сапоги резиновые и кирзовые, ботинки кожаные. Подошвы спецодежды должны быть выполнены из материала, не дающих искр при движений от статического электричества.

При работе в зимнее время работники обеспечиваются дополнительно следующей теплой одеждой: рукавицы меховые, костюм мужской для защиты от пониженных температур, валенки, шапка ушанка.

При работе с деэмульгаторами, кислотами и другими вредными веществами рабочие обеспечиваются следующей спецодеждой: рукавицы прорезиненные или резиновые перчатки, защитные очки, сапоги резиновые.

При выполпенении работ обслуживающий персонал должен располагаться с заветренной стороны. Спецодежда и обувь должны соответствовать размеру, росту работающего и не стеснять движения работника во время работы.

При работе в колодцах, в нефтяных и других местах, где возможно скопления газов, рабочие должны пользоваться изолирующими или шланговыми противогазами марки ПШ-1 и ПШ-2 (с принудительной подачей воздуха).

Установка предварительного сброса воды типа Хитер-Тритер, как и любое технологическое оборудование, связанное с нефтью и газом может представлять потенциальную опасность. Ниже приводятся основные моменты техники безопасности: Приборы и средства безопасности (электроды-зажигатели, блоки отключения подачи топливного газа) не должны модифицироваться без серьезных на то оснований.

1. Все сосуды высокого давления должны обеспечиваться предохранительными системами безопасности с полной пропускной способностью (позволяющими осуществлять выпуск максимального объема газа или жидкости).
2. Не допускается превышения проектного и максимального рабочего давления во время работы. Это относится как к трубопроводам, так и к сосудам, работающим под давлением.
3. Запрещается соединение установки с трубопроводами или клапанами, которые непредмеренно могут вызывать повышение давления или возникновение противодавления дополнительно к рабочему или проектному давлению емкости.
4. Не допускается применение открытого огня для отогрева замерзших линий, трубопроводов или клапанов.
5. Не допускается снятие находящихся под давлением узлов и деталей до полной уверенности оператора в отсутствии давления под узлами или в них.
6. Запрещается затягивать или ослаблять находящиеся под давлением элементы.
7. Запрещается соединение каналов и отдушин вентиляционной системы с источником зажигания, такими как топка и вытяжная труба.

При несчастных случаях первая помощь должна быть оказана немедленно. В местах постоянного пребывания людей необходимо иметь аптечки с набором медикаментов.

При легких ушибах на ушибленное место следует накладывать холодный компресс. При ранениях, если сильное кровотечение, накладывают жгут или закрутку так, чтобы кровеносные сосуды были прижаты к кости с запиской, где указано время наложения жгута. Наложенный жгут нельзя держать более 1...2 часов. Вызвать врача или доставить пострадавшего в медицинский пункт.

При ожогах термических при оказании помощи, прежде всего необходимо потушить на пострадавшем горящую или тлеющую одежду. Обоженную поверхность следует покрыть стерильным материалом из гигиенического пакета, перевязать бинтом и направить пострадавшего в медпункт.

При попадании крепкой кислоты или щелочи на кожу необходимо промыть ее сильной струей воды в течение 10... 15 минут.

При отравлении парами нефтепродуктов или газом необходимо немедленно вывести пострадавшего из загазованного места на свежий воздух. Если пострадавший после удаления из загазованной зоны продолжает находиться в бессознательном состоянии или у него слабое и нервное дыхание, слабый пульс то, не ожидая прихода врача, нужно сделать искусственное дыхание.

Для оказания помощи человеку, попавшему под напряжение, прежде всего необходимо как можно быстрее выключить ток. Если пострадавший потерял сознание, необходимо обеспечить ему доступ свежего воздуха и приступить к выполнению искусственного дыхания. Следует помнить, что оказание первой помощи ни в коем случае не заменит квалифицированной медицинской помощи, поэтому одновременно должны быть приняты меры для вызова врача к месту происшествия или доставки пострадавшего в медицинский пункт.

4.2 Противопожарная защита

Схема пожаротушения на комплексе дожимной насосной станции установки предварительного сброса воды следующая.

Тушения пожара осуществляется передвижными средствами. Запас раствора пенообразователя хранится в двух стальных надземных резервуарах объемом 50 м3 каждый. Для подачи раствора пенообразователя к горящим объектам используется передвижная помпа МП-1600 хранится в пож-боксе для мотопомпы.

Технологические площадки и сооружения тушатся с помощью пожарных рукавов, подключенных к пожарным гидрантам и переносными пеногенераторами ГПСС-600. Трех кратный запас, пенообразователя в транспортной таре и пеногенераторы хранятся в блок боксе для мотопомпы.

Тушение пожара осуществляется раствором пенообразователя ПОЗЛИ, ПО-6, Сампо, на ДНС-9 40т.ПО-6-К ;V-50 м3(завезен 12.07.2000г.)

Для обеспечения противопожарной защиты на комплексе дожимной насосной станции - установка предварительного сброса воды осуществляют следующие мероприятия. Наиболее пожароопасными участками и узлами в технологической схеме установки является: насосные перекачки нефти, площадка подземных емкостей, площадка сепарации, площадка установки предварительного сброса воды, обвалование резервуаров, площадка факелов низкого и высокого давления.

Для предотвращения выделений взрывоопасных и вредных паров и газов в атмосферу, и производственные помещения предусмотрена герметизированная схема сбора и транспорта нефти, газа и воды, помещения с взрывопожарными и вредными производствами изолируются от помещений, в которых этих выделений нет, насосные установки применяются с герметичными сальниками, трубопроводы свариваются.

Для проезда механизированных средств пожаротушения на территорию обеспечен кольцевой проезд вокруг технологической площадки, резервуаров, для проезда на территорию резервуарного парка оборудованы проезды через обвалование, площадки внутри обвалования резервуаров спланированы и утрамбованы.

С целью предотвращения разлива нефти резервуары имеют обвалование, наружные технологические установки бортовые ограждения.

Размещения технологического оборудования и вспомогательных помещений выполнено с учетом противопожарных разрывов.

Коммуникации трубопроводов прокладываются на эстакадах и имеют постоянный доступ к осмотру и ремонту.

Закрытая сеть производственной канализации, смотровые колодцы должны быть постоянно закрытыми крышками и засыпаны песком слоя 10 см, на линии нефтеканализации устанавливают гидрозатворы.

Вокруг резервуарного парка предусмотрен противопожарный водопровод, на сети которого устанавливаются пожарные гидранты через 100 м, кроме того, предусмотрено размещение пожарных водоемов. Забор воды из пожарного кольца производится посредством гид ратных колонок, рукавов, пожарных стволов.

Первичным средствами пожаротушения являются: огнетушители ОП-10, ОУ-8, сухой песок, кошма, ведра, лопаты, багры.

Для тушения горящей электропроводки или электрооборудования применяются только углекислотные огнетушители ОУ-8. Объекты должны быть оснащены следующими средствами пожаротушения: огнетушителями ОП-10, ОУ-8, песок в ящиках, лопаты, носилки, ведра, кошмы (Таблица 4.2.1, таблица 4.2.2.).

Таблица 4.2.1 - Средства пожаротушения на ДНС-9

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование объекта | Лом | Песок (ящ.) | Лопаты | Багор | Ведра | Кошма |
| Насосная нефти | 1 | 1 | 2 | 1 |  2 | 1 |
| ХТ-1,2 | 1 |  1 | 2 | 1 |  2 | 1 |
| Операторная | 1 | 1 | 2 | 1 |  2 |  1 |
| РА | 1 |  1 | 2 | 1 |  2 | 1 |

Таблица 4.2.2- Огнетушители находящихся на ДНС-УПСВ-9

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Марка огнетушителя | Количество | Место установки огнетушителя |
|  | Огнетушитель ОП-10(з) | 1 шт. | БУТС-1 |
|  | Огнетушитель ОП-10(з) | 1 шт. | БУТС-2 |
|  | Огнетушитель ОП-50(з) | 1 шт. | Насосный блок |
|  | Огнетушитель ОП-5(з) | 1 шт. | Комната для курения |
|  | Огнетушитель ОП-10(з) | 1 шт. | БРХ-БДР-25 |
|  | Огнетушитель ОП-10(з) | 1 шт. | Операторная |

При загорании на площадках технологического оборудования в результате разгерметизации одного из аппаратов или трубопроводов и растекания нефтепродуктов по поверхности площадок необходимо:

1. Оповестить ответственных лиц в соответствии со списком плана ликвидации аварий (ПЛВА-ДНС-УПСВ-9).
2. Перекрыть поступление нефти на установку, аварийно установить все работающие агрегаты, систему вентиляции.
3. Поток нефти на ДНС пустить по байпасу в напорный нефтепровод переключением задвижек на узле дополнительных работ.
4. Отсечь аварийный участок.

5)Необходимо стравить давление из аппаратов и в случае необходимости опорожнить от нефти.

1. Прекратить все работы на объекте в пожароопасной зоне, кроме работ, связанных с ликвидацией пожара.
2. До прибытия аварийной службы силами вахтенного персонала принять меры к ограничению распространения границ пожара.

Установленное оборудование системы пожарной сигнализации типа "Яхонт", Корунд 2/4-СИ

5. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

5.1 Охрана недр

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов при проводке нефтяных и газовых скважин, разработке и эксплуатации месторождений и направлены на обеспечение высокой эффективности и безаварийности производства, более полного извлечения и использования нефти, газа и конденсата и других полезных ископаемых.

Большое внимание НГДУ "Лянторнефть" уделяется предупреждению аварий на трубопроводах.

Наземное технологическое оборудование должно обеспечивать сбор и подготовку к транспорту или хранению не только основного полезного ископаемое (нефти, газа), но и попутно добываемых кондиционных продуктов (конденсата, инертных газов, и т.д.).

Сокращению потерь и утилизации углеводородов при эксплуатации месторождений нефти и газа способствуют применение закрытых герметизированных систем сбора, подготовки и транспорта нефти, газа, и конденсата, улавливание и использование низконапорного нефтяного газа с установок товарной подготовки нефти и концевых ступеней сепарации с помощью вакуумных и компрессорных установок с последующей переработкой этого ценного сырья на газоперерабатывающих заводах и других объектах.

Поэтому обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти и газа имеет весьма важное значение для предотвращения потерь добываемых полезных ископаемых и, следовательно, охраны недр и рационального использования природных ресурсов.

Внешняя и внутренняя коррозия при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений является одной из главных причин преждевременного выхода из строя наземного нефтегазопромыслового оборудования, подземных коммуникаций и трубопроводов. Защита этого оборудования от коррозии, обеспечение плановых сроков его службы, особенно в условиях его контакта с высокоагрессивными, коррозионно-активными средами, представляет собой чрезвычайно важную и сложную задачу. Для её решения осуществляют широкий комплекс мер технологического и специального плана.

К проблеме охраны недр примыкают вопросы, связанные с минимизацией потерь углеводородного сырья при сборе, подготовке, транспорте и хранении нефти и газа, так как их утечки в атмосферу, почву, водоёмы не только увеличивают неоправданные потери их для общества, но и приводят к загрязнению окружающей среды.

5.2 Охрана окружающей среды при подготовке нефти

Промысловые объекты нашего управления расположены на Лянторском и Маслиховском месторождениях, рельеф которых осложнен большим количеством рек, озер, непроходимых болот, высоким уровнем грунтовых вод. Сегодняшним нефтяникам работающих на Лянторе, в наследство достались трассы трубопроводов, проложенные по самым недоступным болотам, факела дожимных насосных станций и факельные амбары, расположенные на берегах озер и болот. В такой ситуации малейший разлив нефти приводит к экологической катастрофе. Поэтому большое внимание нефтегазодобывающее управление НГДУ "Лянторнефть" уделяет предупреждению аварий на трубопроводах.

Основным профилактическим средством для предотвращений аварий на нефтепроводах стала защита их от коррозии. Для этих целей применяются ингибиторы коррозии Корексит - 1106А и Корексит -6350 производство фирмы Налко - Эксон (Великобритания).В Великобритании закуплена система мониторинга коррозии фирмы Кормон, позволяющая не только следить за коррозионными процессами в трубопроводах, но и оптимизировать ингибиторную защиту. Силами лаборатории диагностики нефтепромыслового оборудования, созданной в 1994 году ежегодно проводится свыше 2500 замеров толщины стенок трубопроводов, в результате чего отбраковывается свыше 50 км трубопроводов. Замена отбракованных труб включается в программу капитального ремонта трубопроводов.

Для охраны окружающей среды, на установке предварительного сброса воды проводят следующие мероприятия:

1. полную герметизацию технологического оборудования;
2. сбор и максимальное использование попутного нефтяного газа;
3. полную утилизацию сточных вод;

4) уменьшение температуры процесса и количества сжигания газа;

5) стопроцентный контроль сварных швов трубопроводов;

6) защита оборудования и трубопроводов от внутренней и наружной коррозии;

7) автоматическое регулирование уровней в аппаратах;

1. аварийная сигнализация предельных значений регулируемых параметров;
2. исключение нефтяного резервуара из технологической схемы, использование только при аварийных ситуациях;

10) при заполнении аварийных резервуаров нефтью легкие углеводороды, находящиеся в газовой фазе выбрасываются в атмосферу через дыхательные клапаны.

Основной задачей при эксплуатации резервуаров является снижение испарения нефти путем уменьшения амплитуды малых и больших дыханий. С целью уменьшения влияний температуры окружающей среды наружные поверхности резервуаров покрыты луче отражающими красками, содержащими алюминиевую пудру.

При наполнении уровня резервуара необходимо строго следить за высотой уровня нефти, при достижении верхнего предельного уровня должна сработать лампочка аварийной сигнализации и закрыться электрозадвижки на входе в резервуар.

Уровень нефти принимается с учетом расширения от нагревания и составляет 95% объема резервуара.

Попутный нефтяной газ, выделившийся в сепараторах С-1/1, С-1/2 после предварительной подготовки в газосепараторе Г-1/1, Г-1/2 используется в качестве топлива котельной, остальное количество газа направляется по газопроводу на газоперерабатывающий завод.

Выбросы, происходящие в результате срабатывания предохранительных клапанов, а также в аварийном режиме дожимной насосной станции собираются в коллекторе и сжигаются на факеле.

В случае нарушения технологического режима, связанного с авариями, в целях охраны окружающей среды предусматривается следующие мероприятия:

Аварийный сброс газа с сепараторов на факел аварийного сжигания газа;

Локализация аварийных разливов нефти путем обвалование площадки резервуаров высотой не менее 0,2м от уровня разлива жидкости одного резервуара;

Устройство бетонных площадок с бордюрным ограждением и дождеприемником для сбора разлившийся нефти и загрязненных дождевых вод;

Обвалование факельных установок.

Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях:

Усилить контроль над точным соблюдением технологического регламента;

Сместить во времени технологические процессы, связанные с большим выделением вредных веществ в атмосферу (продувку, заполнение и опорожнение);

Прекратить испытание оборудование;

В резервуарном парке осуществлять контроль над содержанием углеводородов не реже, чем через 2 часа.

Очистка нефтесодержащих сточных вод производится наравне с пластовой водой. В состав нефтесодержащих сточных вод дожимной насосной станции входят: дождевые стоки с технологических площадок; дренаж от технологического оборудование. В связи со схожестью по своим вымывающим свойствам с сеноманскими водами все сточные воды с площадки дожимной насосной станции используются в системе поддержание пластового давления.

Сточные воды перед закачкой в пласт могут содержать: нефтепродуктов 60.. .65мг/л, механические примесей 40...45мг/л.

Производственно дождевые стоки с площадок с твердым покрытием по самотечным трубопроводам поступает в емкость ДН-4, а затем перекачивается в резервуары-отстойники.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Процесс подготовки добываемой газо-водонефтяной эмульсии заключается в отделении от нефти и утилизации попутно добываемого нефтяного газа, подтоварной воды и получении нефти товарной кондиции в соответствии с требованиями ГОСТ №9965-76. Подготовка поступившей по нефтесбору жидкости, осуществляется в несколько технологических ступеней и зависит от содержания попутного нефтяного газа и стойкости газо-водонефтяной эмульсии к отделению подтоварной воды, а также физических свойств. Поступившая на дожимную насосную станцию ДНС газо-водонефтяная эмульсия ступенчато сепарируется от попутного нефтяного газа и направляется на предварительное отделение воды на установки предварительного сброса воды УПСВ, размещаемые или на площадке ДНС или на отдельной площадке. В зависимости от проектных решений установки предварительного сброса воды оборудуются технологическими отстойниками, нагревателями, аппаратами, насосным оборудованием. Предварительно подготовленная нефть по системе напорных трубопроводов поступает на товарные парки, где на установках подготовки нефти УПН проходит трехступенчатую подготовку до товарной кондиции. Товарная нефть по системе трубопроводов поступает на коммерческие узлы учета объединенной измерительной системы Федоровской концевой сепарационной установки КСУ, где осуществляется прием-сдача нефти в систему трубопроводного транспорта нефти акционерной компании "Транснефть" и транспортируется на нефтеперерабатывающие заводы. Порядок приема-сдачи нефти по количеству и качеству определяется договором с акционерной компанией "Транснефть" и действующими инструкциями по учету нефти, эксплуатации узлов учета нефти и метрологическому обеспечению и положениями о взаимоотношениях нефтегазодобывающих организаций и акционерного общества "Транснефть".

Список литературы

газоводонефтяной эмульсия обессоливание нефть

1. Акульшин А.И., Бойко В.С., Зарубин Ю.А., Дорошенко В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин – М.: Недра, 1989

2. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений – М.: Недра, 1990

3. Бухаленко Е.И. Оборудование и инструмент для ремонта скважин - М.: Недра, 1983

4.Бухаленко Е.И. Нефтепромысловое оборудование - М.: Недра, 1990

5. Куцын П.В. Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности – М.: Недра, 1987

6. Справочник для мастеров по добыче нефти и ремонту скважин − Сургут, 1999

7.Ф.Ю.Алдакимов [и др.] Теория и практика добычи нефти ОАО "Сургутнефтегаз".- Сургут: РИИЦ "Нефть приобья", 2008

8.Девисилов В.А. Безопасность труда (охрана труда). –М.: Форум-Инфа-М,2006.

9.Карпеев Ю.С. Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности.- М: Недра, 1991.