С О Д Е Р Ж А Н И Е

ВВЕДЕНИЕ

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1 Характеристика района

1.2 История освоения месторождения

2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Краткая геолого-физическая характеристика месторождения

2.1.1 Стратиграфи

2.1.2 Тектоническое Нефтеносность месторождений. Гидрогеология

# 2.2 Коллекторские свойства продуктивных пластов

2.3 Свойства пластовых жидкостей и газов

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Основные проектные решения по разработке Южно - Ягунского месторождения

3.2 Текущее состояние разработки

3.3 Анализ системы заводнения

3.4 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности и режимов

1. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ
	1. Требования к конструкции скважин, технологиям и проиводству

буровых работ

4.2 Подземное и устьевое оборудование при различных способах добычи

4.2.1 Фонтанная эксплуатация скважин

4.2.2 Эксплуатация скважин штанговыми глубинными насосными установками

4.2.3 Общие сведения об эксплуатации скважин УЭЦН

4.2.4 Технические характеристики насосов

4.3 Преимущество скважин оборудованных УЭЦН

5 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

* 1. Характеристика фонда скважин, оборудованных УЭЦН
	2. Анализ эффективности работы и причины отказов УЭЦН
	3. Анализ ремонтов УЭЦН не отработавших гарантийный срок

5.4 Анализ применения УЭЦН Российского производства

5.5 Анализ применения УЭЦН импортного производства

5.6 Способы борьбы с осложнениями при эксплуатации УЭЦН

5.7 Подбор оборудования и установление оптимального режима эксплуатации скважин оборудованных УЭЦН

6. ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

6.1 Оптимизация режима работы скважин.

6.2 Расчет потока денежной наличности от применения НТП.

6.3 Анализ чувствительности проекта к риску.

7. ОЦЕНКА БЕЗОПАСНОСТИ И ЭКОЛОГИЧНОСТИ ПРОЕКТА

7.1 Обеспечение безопасности работающих

7.1.1 Основные вредные и опасные факторы в процессе производства

7.1.2 Расчет заземления скважин, оборудованных ЭЦН

7.1.3 Основные мероприятия по обеспечению безопасных условий труда.

7.1.4 Средства индивидуальной защиты

7.2 Оценка экологичности проекта

7.2.1 Анализ и оценка опасности для природной среды при обслуживании скважин, оборудованных ЭЦН

7.2.2 Расчет выбросов вредных веществ (углеводородов) от скважин

7.2.3 Расчет выбросов вредных веществ от свечи рассеивания

7.2.4 Основные мероприятия по охране природной среды

7.2.5 Охрана недр при эксплуатации скважин, оборудованных ЭЦН

7.3 Оценка и прогнозирование чрезвычайных ситуаций

7.3.1 Описание возможных аварийных ситуаций

7.3.2 Характеристика мероприятий по защите персонала промышленного объекта в случае возникновения ЧС

ВЫВОДЫ

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

### ВВЕДЕНИЕ

Западно-Сибирская провинция – наиболее крупная из всех нефтегазоносных провинций, выделенных на территории России. Расположенная на обширной равнине между горными сооружениями Урала на западе и Сибирской платформой на востоке, ограниченная на юге Алтае-Саянской горной системой, она охватывает земли Тюменской, Томской, Новосибирской и Омской областей.

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

 Отличительной особенностью сырьевой базы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции является наличие большого числа крупнейших месторождений. К настоящему времени здесь выявлены и разрабатываются такие месторождения-гиганты как Самотлорское, Мамонтовское, Федоровское, Приобское. Быстрый ввод крупнейших месторождений в промышленную разработку явился определяющим фактором, позволившим в рекордно короткие сроки создать на территории Западной Сибири мощный нефтедобывающий комплекс.

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

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

1. Общая часть

1.1 Характеристика района работ

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

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

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

Для них характерны меандры, большое количество стариц и мелких притоков, песчаных перекатов и завалов леса. Первая и вторая надпойменные террасы достигают высоты соответственно 8 и 15 м. Ширина рек колеблется от 5-10 до 30 м, на 2 - 3 м.

 Реки покрываются льдом в третьей декаде октября, глубина промерзания рек 0,35 м до 1,0 м. В конце декабря лед становится прочным и возможно безопасное передвижение гусеничного транспорта. Ледоход на реках начинается в середине мая.

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

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

Климат района резко континентальный с холодной, суровой зимой и коротким, но теплым летом. Среднегодовая температура зимой -23,20С, летом +16,10С. Устойчивый снежный покров образуется в третьей декаде октября и держится 200-220 дней. Толщина снежного покрова на отдельных участках не превышает 1,0 м, в заселенных местах до 1,2-1,6 м. Глубинапромерзания составляет 1,3-1,7 м.

Рисунок.1.1. Схема размещения нефтяных (1), нефтегазовых (2) и нефтегазоконденсатных (3) месторождений Сургутского нефтегазоносного района

Лето короткое, относительно теплое (среднемесячная температура +16,1С). Максимальная температура самого жаркого месяца – июля достигает +35 С. Количество атмосферных осадков в год составляет 482 мм, причем 75% приходится на теплое время года.

 Преобладающее направление ветров в теплый период – северное и северо-восточное, а в холодный – южное и юго-западное.

Район относится к слабонаселенным, но с развитием нефтебобывающих и строительных работ за последние годы численность населения постоянно увеличивается за счет приезжающих из других областей и республик. Коренное население – ханты и манси.

На территории месторождения разведано 6 карьеров песков пылеватых, мелкой и средней крупности, что может быть использовано при строительстве дорог. Крупные месторождения песка, глин и песчано-гравийных смесей открыты в пределах Холмогорского месторождения и г. Ноябрьска.

На территории Южно-Ягунского месторождения имеется густая сеть внутри- и межпромысловых дорог, линий электропередач и трубопроводов различного назначения. Электроснабжение выполнено по высоковольтной линии ВЛ-110. На месторождении построены трансформаторные подстанции ПС 110/35,ПС 36/6.

Ближайшие месторождения:

* Когалымское,
* Холмогорское,
* Дружное.

1.2 История освоения месторождения

Основанием для постановки поисково-разведочного бурения на рассматриваемой площади послужило наличие положительной структуры, промышленная нефтеносность Когалымского, Савуйского, Фёдоровского и других соседних поднятий.

 Бурение на площади начато в конце 1971 года.. Первая поисковая скважина №51 была заложена в сводовой части Ягунской локальной структуры, выявленной в результате площадных сейсморазведочных работ. Целевым назначением скважины являлось изучение нефтегазаносности юрских и нижнемеловых отложений, уточнение геологического строения Ягунской структуры.

В Сургутском и смежных районах в процессе нефтепоисковых работ были выявлены крупные скопления нефти, связанные антиклинальными ловушками (Южно-Сургутское, Повховское, Фёдоровское, Дружное)

В конце декабря 1975 года был утверждён геологический проект глубокого бурения на Южно-Ягунской площади. Для решения поставленных задач проектом предусматривалось заложение 3-х глубоких поисковых скважин №83, №84, №85, расположенных профилем меридионального, секущим предполагаемую заливообразную зону распространения коллекторов пласта БС10.

Разведочное бурение на месторождении было начато в мае 1979 года. Бурение было сосредоточено в центральной части и Южной Ягунской структуры. Скважины располагались по двум профилям:

1.Сумберидионального простирания (скв. №54, №56, №57) проходит параллельно оси Ягунского поднятия.

2.Субширотное направление и ориентируется по оси структурного выступа, осложняющего западное крыло Ягунской структуры. Расстояние между скважинами на профилях 2,5-9 км. Скважины меридионального профиля бурились последовательно с юга на север. В скважине №55, №84 при испытании пласта БВ8 получены притоки пластовой нефти. Это дало основание предположить в сводах локальных структур наличие небольших залежей нефти.

Стало ясно, что пласт ЮС1 не может являться базисным горизонтом разведки. Имеющийся материал дал основание базисным считать группу горизонтов БС10-11.

Результаты бурения скважин показали, что горизонт БС11 делиться на 2 пласта: 1БС11, 2БС11, а горизонт БС10 делиться на 2 пласта: 1БС10 и 2БС10.

Таким образом, в результате проведённых геологоразведочных работ открыто крупное месторождение нефти, которое находится в близи от разрабатываемых Повховского, Ватьёганского, Южно-Сургутского месторождений. Выявлены залежи нефти промышленного значения в пластах, ЮС1,1БС10, 2БС10, 1БС11, 2БС11.

### 2.ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 Краткая геолого-физическая характеристика месторождения

2.1.1 Стратиграфия

Геологический разрез Южно-Ягунского месторождения представлен породами двух структурных комплексов: мезозоййско-кайнозойского чехла и доюрских образований (см.рисунок 1.1).

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

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

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

К отложениям подсвиты приурочен горизонт ЮС1, верхняя часть которого является промышленно-нефтеносной. Индексирована, как пласт ЮС1-1 и выделена в объект подсчета.Возраст осадков васюганской свиты – верхнекелловый–оксфордский, установлен по фауне аммонитов и фораманифер. Мощность всей свиты в целом – 75 - 80 м, верхней подсвиты – 30 – 35 м.

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

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

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

Мегионская свита имеет пятичленное строение. Низы свиты образовывает подачимовская пачка темно-серых, почти черных аргиллитов, участками битуминозных. Выше залегает ачимовская толща, не имеющая повсеместного распространения, представленная песчаниками светло-серыми, мелко-зернистыми, карбонатными. К ней приурочены песчаные пласты БС16 – БС22, с которыми связана промышленная нефтеносность на Сургутском своде. В пределах Южно-Ягунского месторождения признаки нефтеносности обнаружены при опробовании скважин 103р (пл.БС18) и 110р (пл.БС16). Выше залегают темно-серые аргилитоподобные глины, плитчатые, слюдистые с прослойками и линзами светло-серого песчаного материала. Следующая пачка представлена чередованием аргиллитов, песчаников и алевролитов. К этим отложениям приурочены песчаные пласты БС12 – БС10. Установлена промышленная нефтеносность пластов БС10-1, БС10-2, БС11-1, БС11-2. Завершает разрез мегионской свиты пачка аргиллитов темно-серых, плотных, слабо алевритистых. На Сургутском своде эта пачка имеет региональное распространение и стратиграфической схеме выделена как чеускинская. В породах мегионской свиты встречена фауна аммонитов и фораминифер бериасского и валанжинского ярусов. Толщина свиты 470-510 м.

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

Верхняя подсвита формировалась в условиях мелководья или даже в замкнутых континентальных бассейнах. Подтверждением этому служит состав, окраска пород, а также комплекс органических остатков. Довольно редкие комплексы фораминифер встречаются в нижней части верхней подсвиты. В верхней же части встречаются остатки пресноводных остракод и пелеципод. Вмещающие фауну аргиллитоподобные глины серые, зеленовато-серые до зеленых, с неясновыраженной слоистостью, вверху комковатые, перемятые с зеркалами скольжения. Отличительной чертой песчаников и алевролитов является слабая отсортированность обломочного материала и цемент, в составе которого значительную роль играет каолинит.Возраст вартовской свиты принимается по схеме как валанжин-барремский, причем нижняя подсвита датируется валанжин-готеривской, а верхняя - готерив-барремской. Мощность вартовской свиты достигает 400 м.

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

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

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

Березовская свита расчленяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя посвита сложена голубовато-серыми, плотными, слабоглинистыми опоками и темно-серыми глинами с остатками фауны. Верхняя подсвита представлена зеленовато-серыми, опоковидными глинами. Толщина свиты 150 – 175 м.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.1.2 Тектоническое строение

Для геологического строения Западно-Сибирской плиты характерно наличие трех структурно-тектонических этажей. Степень изученности их различна, т.к. нижний и средний пока исследованы недостаточно полно, а верхний, с которым связано большинство скоплений углеводородов, охарактеризован в значительно большей степени, как геофизическими методами, так и глубоким бурением.

Нижний этаж, или фундамент, сформировавшийся в палеозойское и допалеозойское время, представлен эффузивными, изверженными или сильно дислоцированными осадочными и метаморфическими породами. Он связан с геосинклинальным этапом развития плиты.

Средний этаж объединяет породы, сформировавшиеся в пермотонасовое время в условиях пара геосинклинали. В отличие от нижнего этажа, эти породы менее дислоцированы и имеют меньшую степень метаморфизма.

Верхний этаж образовался в мезо-кайнозойское время в условиях устойчивого прогибания фундамента. Он характеризуется слабой дисло-цированностью и практически полным отсутствием метаморфизма пород. Эти отложения слагают собой осадочный чехол Западно-Сибирской плиты. По данным КМПВ и высокоточной аэромагнитной съемки, рельеф фундамента имеет общее погружение на север и разбит на блоки преимущественно субмеридионального простирания. Породы пермо-триаса, унаследовав от нижнего этажа северное региональное погружение, несколько сглаживают его резко расчлененный рельеф.

При описании структурно-тектонического строения района Южно-Ягунского месторождения по верхнему этажу, за основу использована “Тектоническая карта мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты” (редактор- И.И. Нестеров, 1975г.). Согласно данной карты, исследуемая площадь расположена на северо-восточном погружении Сургутского свода, которое осложнено структурой II порядка - Ягунским куполовидным поднятием (к.п.). На севере оно граничит с Северо-Сургутской моноклиналью, на востоке и юго-востоке, через Южно-Ягунскую котловину, с Ватьеганским к.п., а на западе, через относительно неглубокий прогиб, с Тевлинским к.п., также осложняющим восточное погружение Сургутского свода.

По результатам более детальных сейсморазведочных работ (м 1:100000 и 1:50000), для площади Южно-Ягунского месторождения была построена структурная карта по отражающему горизонту “Б” (верхняя юра), связанному с региональным сейсмическим и геологическим репером в Западной Сибири (битуминозные аргиллиты баженовской свиты берриас- волжского возраста).

В таблице 1.1 приводится сопоставление глубин залегания данного репера по результатам бурения и данным сейсморазведки по горизонту “Б”:

Таблица 2.1 Сопоставление глубин залегания репера и данных сейсморазведки по горизонту «Б»

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № скв. | а.о. отраж. гор.”Б” по сейсмике | а.о кровли бажен. свиты.по бурению | H=Hбаж.-H“Б” | H= Hi- Hср. | H 2 = |
|  | H “Б”, м | Hбаж., м | H, м | м | м |
| 52 | 2750 | 2760 | -10 | -9 | 81 |
| 53 | 2760 | 2761 | -1 | 0 | 0 |
| 55 | 2710 | 2720 | -10 | -9 | 81 |
| 56 | 2725 | 2723 | +2 | +3 | 9 |
| 58 | 2732 | 2733 | -1 | 0 | 0 |
| 63 | 2695 | 2712 | -17 | -16 | 256 |
| 67 | 2715 | 2717 | -2 | -1 | 1 |
| 75 | 2726 | 2729 | -3 | -2 | 4 |
| 77 | 2750 | 2747 | +3 | +4 | 16 |
| 79 | 2743 | 2749 | -6 | -5 | 25 |
| 80 | 2702 | 2700 | +2 | +3 | 9 |
| 84 | 2715 | 2718 | -3 | -2 | 4 |
| 85 | 2770 | 2767 | +3 | +4 | 16 |
| 91 | 2748 | 2744 | +4 | +5 | 25 |
| 92 | 2725 | 2724 | +1 | +2 | 4 |
| 99 | 2755 | 2756 | -1 | 0 | 0 |
| 103 | 2700 | 2699 | +1 | +2 | 4 |
| 105 | 2765 | 2747 | +18 | +19 | 361 |
| 110 | 2725 | 2721 | +4 | +5 | 25 |
|  |  |  | -1 |  | + 6,96м |

Из таблицы следует, что среднеквадратичная погрешность определения глубин по данным сейсмических работ на площади Южно-Ягунского месторождения равная +6,96, позволяет достаточно надежно использовать сейсмическую карту по отражающему горизонту “Б” в качестве основы для структурных построений по продуктивным пластам. Об этом свидетельствует серия карт, построенных по кровле мегионской, вартовской, алымской, покурской, ганькинской и талицкой свит. Анализ этих карт указывает на унаследованный характер структурных планов с постепенным выполаживанием вверх по разрезу.

 По отражающему горизонту “Б” площадь Южно-Ягунского месторождения включает группу структур III порядков: Ягунское, Южно-Ягунские (две), Дружное локальные поднятия, которые разделяются неглубокими (20-25м) прогибами и седловинами.

 Ягунское и Южно-Ягунское (I) локальные поднятия по отражающему горизонту «Б» представляют собой брахиантиклинальные складки субмеридианального простирания, оконтуренные изогипсой –2725 м, имеющие размеры в пределах данных изогипс соответственно 18 \* 19 и 7,5 \* 3,5 км, амплитуда – 39 и 12 м; углы наклона крыльев составляют первые единицы градусов.

Южно-Ягунское (II) локальное поднятие по отражающему горизонту “Б” представляет собой брахиантиклинальную складку изометрического простирания, размеры которой 4,5 \* 4 км, амплитуда 15 м, углы наклона крыльев менее 1 градуса.

Дружное локальное поднятие по отражающему горизонту «Б» представляет брахиантиклинальную складку субмеридианального простирания, размером 15,0 \* 6,5 км, амплитудой 33 м; углы наклона крыльев менее 1 градуса.

Эксплуатационное разбуривание, в основном, подтвердило представление о тектоническом строении месторождения, выявленное по разведочным скважинам. Структурные планы по кровле основных продуктивных горизонтов Южно-Ягунского месторождения и отражающему горизонту «Б» сходны между собой, отличаясь лишь глубинами залегания, амплитудами поднятий и углами падения слоев. Краткая характеристика этих структурных элементов приведена в таблице 2.2

Таблица 2.2 Характеристика структурных элементов Южно-Ягунского нефтяного месторождения

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Название структуры | Замыкающая сейсмоизогипса,м | Простирание, форма | Размеры, км | Амплитуда, м | Углы падения крыльев от-до |
| Ягунское | -2725 | Субмери-диан-е. | 18x 19 | 39 | 1 10 -17 |
| Южно-Ягунское,  | -2725 | - “ - | 7,5x3,5 | 12 | 34 - 8 |
| Южно-Ягунское, II | -2725 | Изомет-рическое | 4,5x4 | 15 | 52 - 28 |
| Дружное | -2730 | Субмери-диан-е. | 15x6,5 | 33 | 52 - 17 |

Как отмечалось выше, структурные планы по кровлям коллекторов продуктивных пластов горизонтов БС10 и БС11, в основном, повторяют структурные особенности карты по отражающему горизонту “Б”. Наличие в пределах месторождения ряда мало амплитудных поднятий определило во многом распределение по площади залежей в условиях неполного заполнения крупных структурных ловушек.

 Из-за больших размеров, приведем только небольшую часть структурной карты продуктивного пласта БС10-1. На рис. 2.1 представлена структурная карта участка блока N 13 ( район скв. 684 – 688, 2231 – 2234), т.е. тот блок, где предполагается проведение работ по улучшению нефтеотдачи пласта. Структурная карта представляет собой изображение в горизонталях (изогипсах) рельефа и построена по кровле пласта БС10-1. Она дает четкое представление о строении выбранного горизонта, обеспечивает наиболее точное проектирование разведочных и эксплуатационных скважин, облегчает изучение изменения свойств по площади продуктивного горизонта (мощности, пористости, проницаемости), помогает определить границы залежи и распределение давлений. За базисную поверхность при построении этой

 Рисунок 2.1. Структурная карта по поверхности пласта БС10-1. Масштаб 1: 25000

структурной карты принят уровень моря, от которого производятся отсчёты горизонталей (изогипс) глубинного рельефа.

Южно-Ягунское месторождение расположено в северо-восточной части Сургутского нефтегазоносного района (НГР) Среднеобской нефтегазоносной области. Промышленная нефтегазоносность Сургутского НГР - одного из основных по запасам нефти в Западной Сибири, подтверждена открытием таких крупнейших месторождений, как Усть-Балыкское, Мамонтовское, Федоровское и др. Залежи нефти и газа открыты и разведаны в отложениях тюменской свиты (Федоровское, Тепловское), васюганской свиты (Когалымское), баженовской свиты (Малобалыкское, Соимлорское и др.), ачимовской толщи (Малобалыкское, Среднебалыкское, Нятлонгское, Суторминское), в группах пластов БС и АС мегионской и вартовской свит (Федоровское, Усть-Балыкское, Холмогорское, Лянторское и др.). Таким образом, этаж нефтегазоносности в рассматриваемом районе охватывает комплекс осадочных пород нижне-среднеюрско-аптского возраста и составляет 1,5-2 км. Из числа пробуренных на данный период, 19 скважин вскрыли юрские отложения, а одна - отложения палеозойского фундамента (скв.52, забой 3353м).

 На месторождении базисным объектом разработки является группа продуктивных горизонтов БС10 и БС11 (валанжин). Подчиненную роль имеет залежь пласта Ю (верхняя юра). Из ачимовской толщи (берриас-валанжин, пласты БС16 и БС18) получены небольшие притоки нефти и нефти с водой (соответственно скв.103 и 110), что указывает на ее нефтеносность.

На кривой ГСР в разрезе горизонта БС10 можно выделить два пласта (БС10-1 и БС10-2), тоже и в горизонте БС11, индексируемые как БС11-1 и БС11-2 Об особенностях взаиморасположения пластов можно судить по геологическим профилям рисунке. 2.3 и рисунке. 2.4

Рисунок 2.3. Геологический профиль С – Ю пластов БС10 и БС11:

1 – нефтенасыщенный песчаник;

2 – водонасыщенный песчаник;

3 – глинистые прослои

Рисунок 2.4 Геологический профиль З – В пластов БС10 и БС11. Условные обозначения те же, что и для рисунка 2.3

Продуктивные горизонты БС11 и БС10 отделяются друг от друга пачкой глин толщиной 36 - 40 м. В горизонте БС11 выделяются пласты БС 11-1 и БС11-2, разделенные между собой глинистым прослоем, толщина которого колеблется от 1 до 10 м. Совмещение контуров нефтеносности этих пластов (см. рисунок 2.5) показывает резкое уменьшение площади нефтеносности пласта БС11-1 по сравнению с пластом БС11-2.

 Рисунок 2.5. Совмещение контуров нефтеносности пластов БС11-1 и С11-2: 1 – скважины разведочные; 2, 3 – внешние контуры нефтеносности пластов БС11-1 и БС11-2 соответственно

Основной из них пласт БС11-2 вскрыт на глубине 2416-2507м. Залежи пласта БС11-2 пластово-сводовые с элементами литологического экранирования. В ходе эксплуатационного разбуривания выявлено несколько зон отсутствия коллекторов. Выделяемые пласты БС11-1 и БС11-2, сложены песчаниками средне- и мелкозернистыми и алевролитами крупно-зернистыми. На глубине 2390-2422 м. вскрыт пласт БС11-1, к которому приурочены две пластово-сводовые литологически экранированные залежи Северная и Южная, между которыми находится обширная водонасыщенная зона. Пласт БС11-2 имеет среднюю пористость 21 %, проницаемость 0,123 мкм. кв. Диапазон изменения нефтенасыщенных толщин от 11,2 до 17,2 м. Наибольшие толщины вскрыты в центральной и северной частях основной залежи. Средняя нефтенасыщенная толщина 5,6 м. Коллекторские свойства пласта БС11-1 довольно высокие, пористость изменяется от 19 до 23%. Проницаемость в среднем равна 0,069 мкм.кв. Нефтенасыщенные толщины изменяются в пределах от 0,6 до 7,2 м. (средняя 2,9 м.)

 В продуктивном горизонте БС10 выделяются два пласта. Отложения пласта БС10-2 вскрыты на глубине 2360-2455 м. Залежь пласта - сводовая литологи-чески экранированная. Пласты БС10-1 и БС10-2 сложены песчаниками и алев-ролитами. Песчаники серые, преимущественно мелкозернистые, алевритистые до алевритовых, переходящие в алевролит, глинистые, по составу аркозовые, цемент порово-пленочный, гидрослюдисто-хлоритовый и хлоритовый. Залежь пласта БС10-1 относится к пластово-сводовому типу. Отложения пласта вскрыты на глубине 2350-2395 м. Между собой пласты БС10-1 и БС10-2 разделены преимущественно глинистым прослоем, толщина которого изменяется от 1 до 10 м. Контуры нефтеносности основной залежи пластов совпадают (рисунком 2.6).

Рисунок 2.6. Совмещение контуров нефтеносности пластов БС10-1 и БС10-2: 1 – разведочные скважины; 2, 3 – внешние контуры нефтеносности пластов БС10-1 и БС10-2 соответственно

Коллекторские свойства пласта БС10-1 колеблются в широких пределах - пористость от 16 до 24,8 % (средняя 21-22 %), проницаемость от 0,002 до 0,086 мкм. кв. Максимальные нефтенасыщенные толщины встречаются в центре залежи. Средняя толщина пласта 3,6 м. Пласт БС10-2 отличается более высокими коллекторскими свойствами - пористость 18 - 25 % (средняя 22,9 %), проницаемость 0,002 - 0,527 мкм. кв. (средняя 0,263 мкм. кв.). Нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,8 до 15,6 м. (средняя 3,8 м.) Характерно уменьшение этого параметра с севера на юг.

Из приведенных данных становится ясно, что лучшими коллекторскими свойствами обладают пласты БС10-2 и БС11-2. В настоящее время базисными объектами для разработки являются продуктивные горизонты БС10 и БС11. Залежь пласта ЮС-1 имеет подчиненное значение. Пласт ЮС-1 вскрыт на глубинах 2818 - 2842 м., к нему приурочены локальные пластовосводовые залежи. Он представлен пачкой переслаивающихся песчаников и алевролитов с подчиненными прослоями глинистых алевролитов. Песчаники мелкозернистые, глинистые. Цемент порово-пленочный, глинистый, хлоритово-гидрослюдистый.

Таблица 2.3 Геолого – физическая характеристика основных объектов разработки месторождения

|  |  |
| --- | --- |
|   Показатели  |  Продуктивные пласты |
|  БС10-1 | БС10-2 | БС11-1 | БС11-2 |  БС16 |  БС18 |  ЮС1 |
| Год открытия |  1979 |  1979 |  1979 |  1979 |  1982 |  1983 |  1980 |
| Возраст отложений |  Н. мел |  Н. мел | Н. мел | Н. мел | Н. мел | Н. мел | В. юра |
| Глубина залегания. м |  2540 |  2555 |  2427 |  2460 |  2700 |  2770 |  2870 |
| Площадь нефтенос-ности, м2.  |  121696 | 286842 |  62129 | 349955 |  4890 |  6862 | 104490 |
| Тип залежи | Пластово-сводовая | Пластово-сводовая литологически экранированная |  Пластово- сводовая   |
| Тип коллектора |  Поровый  |
| Нефтенасыщенная толщина пласта, м. |  2,6 |  3,94 |  3 |  5,56 |  3 |  1,5 |  3,37 |
| Пористость, % |  19 |  22 |  20 |  22 |  18 |  18 |  16 |
| Проницаемость, мкм2 |  0,035 |  0,106 |  0,032 |  0,121 |  0,01 |  0,01 |  0,08 |
| Нефтенасыщенность |  0,47 |  0,55 |  0,44 |  0,57 |  0,6 |  0,6 |  0,58 |
| Коэф. песчанистости |  0,7 |  0,83 |  0,57 |  0,68 |  |  |  0,64 |
| Коэф. расчлененности |  1,92 |  1,04 |  1,2 |  2,29 |  |  |  |
| Начальное пластовоедавление, МПа |  23,5 |  23,5 |  23,6 |  24,5 |  |  |  30,3 |
| Пластовая темпера-тура, °С |  80 |  80 |  80 |  88 |  88 |  88 |  90 |

Как видно из таблицы 2.3, коллекторские свойства характеризуются следующими значениями: открытая пористость - 17 %, проницаемость - 0,014 мкм2, нефтенасыщенная толщина изменяется от 2,2 до 4,8 м., средняя толщина составляет 3,3 м. В целом для продуктивных пластов месторождения характерны следующие литолого-петрографические особенности: состав алеврито-песчаных пород-коллекторов - аркозовый; цемент преимущественно порово-пленочный и пленочный; гранулометрический состав песчаников преимущественно мелкозернистый. Представление о сложности строения продуктивных пластов дают определенные в Сиб-НИИНП показатели, характеризующие их неоднородность. Из представленных результатов песчанистости и расчлененности видно, что наибольшей песчанистостью характеризуется пласт БС10-2, а наименьшей - пласт БС11-1. По коэффициенту расчлененности выделяют две группы пластов: пласты БС11-1 и БС10-1 с одним пропластком; пласты БС10-2 и БС11-2 с двумя и более пропластками, определяющими сложность строения этой группы.

2.1.4 Гидрогеология

В гидрогеологическом отношении Южно-Ягунское месторождение расположено в центральной части огромного бассейна, сложенного слоистыми осадочными породами. Гидрогеологические условия определяются наличием водоносных слоистых толщ, разобщенных водоупорными отложениями, имеющими региональное развитие. В качестве региональных водоупоров в районе месторождения выделяются:

* толща водоупорных глинистых осадков олигоцен-туронского возраста, мощностью до 750 м;
* толща аргиллитов мегионской свиты (бериас-валанжинского возраста), мощностью до 90 – 130 м.

В соответствии с этим, в гидрогеологическом разрезе региона и площади месторождения, выделены три гидрогеологических этажа. Верхний гидрогеологический этаж объединяет водонасыщенные отложения олигоцен-четвертичного возраста. Для него характерна гидравлическая связь водоносных горизонтов и комплексов с поверхностью, что определяет динамику и гидрохимию подземных вод. Условия питания, циркуляции, влияния атмосферных осадков обуславливают наличие в нем пресных подземных вод, имеющих практическое значение для хозяйственно-питьевого водоснабжения. В верхнем гидрогеологическом этаже выделяются следующие водоносные горизонты (сверху вниз):

* водоносный горизонт четвертичных отложений;
* подземные воды спорадического распространения отложений смирновской и бешеульской свит;
* водоносный горизонт в песках абросимовской свиты;
* туртасский водоносный горизонт;
* новомихайловский водоносный горизонт;
* атлымский водоносный горизонт.

Наиболее практическое значение имеют водоносные горизонты четвертичных отложений, новомихайловский и атлымский водоносные горизонты. Последние два горизонта объединяются в один куртамышский водоносный горизонт, имеющий промышленное значение для организации централизованного хозяйственно-питьевого водоснабжения. Ниже приводится краткая характеристика водоносных горизонтов.

 Водоносный горизонт четвертичных отложений. Высокие положения уровня грунтовых вод четвертичных отложений определяют небольшую мощность зоны аэрации, колеблющуюся в районе месторождения от 0 до 4 м, реже до 5 – 7 м. Водовмещающими являются пески и торф с подчиненными прослоями супесей и суглинков. Общая мощность отложений от 45 до 62 м. Дебиты скважин составляют 4,7 – 17,5 л/сек при понижении 5,3 – 20,3 м. По химическому составу воды преимущественно гидрокарбонатные кальциево-магниевые с минерализацией 0,02 – 0,15 г/л.. В связи со слабым развитием окислительных процессов и мелкодисперсным составом отмечается превышение норм ПДК по марганцу в 15 – 24 раза, железу – в 4 – 8 раз, цветности – в 1,5 – 3 раза и мутности – в 2,5 – 4 раза. Воды горизонта широко используются для технического водоснабжения на промплощадках и буровых кустах.

 Куртамышский водоносный горизонт. Залегает на глубине 180 – 200 м. Дебиты скважин, эксплуатирующих горизонт, колеблются от 800 до 1000 м3/сут. при понижениях 17 – 28 м. Химический состав вод гидрокарбонатный магниево-кальцевый с минерализацией до 0,3 – 0,5 г/л, с повышенным содержанием кремнекислоты (H2SiO 3 – 92 мг/л и железа до 7 мг/л). Пьезометрический уровень 0 – 5 м. Воды горизонта используются для водоснабжения вахтовых поселков. Так подземные воды используются для централизованного водоснабжения г. Когалыма. Водозабор расположен в нескольких километрах южнее Южно – Ягунского месторождения. Подземные воды горизонта напорные, статические уровни устанавливаются на глубине в среднем 2 м. По своему качеству подземные воды пресные с сухим остатком до 0,15 г/л, содержание железа – 3,5 мг/л. По остальным компонентам превышений ГОСТ и ПДК не наблюдается.

 Средний гидрогеологический этаж объединяет водоносные комплексы разреза, подземные воды которых имеют гидравлическую связь с поверхностью только на периферии структуры бассейна, а на большей части бассейна, в т.ч. и на площади Южно – Ягунского месторождения, мощными регионально выдержанными водоупорными породами изолирует подземные воды от поверхности. В разрезе в интервале глубин 970 – 2800 м выделяются:

* апт-альб-сеноманский водоносный комплекс;
* подземные воды песчаных отложений вартовской свиты (пласты АС);
* водоносный комплекс нижней части вартовской свиты и верхней части мегионской свиты (пласты БС 8 – 12).

Все они относятся к гидродинамической зоне затрудненного водообмена. Общий уклон пьезометрической поверхности – на север, в сторону Карского моря. Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс содержит хлоридно-натриевые воды с минерализацией до 20 г/л. Дебиты скважин 30 л/сек (≈ 2000 м3/сут.). подземные воды комплекса широко используются для поддержания пластового давления. Водоносный комплекс нижней части вартовсой свиты содержит продуктивные пласты БС 10 – 11. Воды напорные, производительность скважин несколько сот кубических метров в сутки, воды также хлоридные натриевые. Минерализация вод изменяется от 18,2 до 26,1 г/л, содержание ионов хлора в среднем составляет 14,6 г/л, ионов натрия и калия – 9,1 г/л (см. таблицу 2.4). Хлор-иона содержится 13475 мг/л; натрий – иона 532 мг/л. Вязкость воды рассматриваемых объектов 0,5 МПа\*с. Углекислый газ, сероводород отсутствуют, сульфат-ион присутствует в незначительном количестве. Плотность воды при 20 °С составляет кг/м3.

Таблица 2.4 Свойства пластовых вод продуктивных горизонтов «Южно-Ягунского» месторождения

|  |  |
| --- | --- |
| Показатели |  Продуктивные пласты |
| БС10-1 | БС10-2 | БС11-1 | БС11-2 | ЮС1 |
| Плотность, кг/м3Общая минерализация, г/лВязкость, МПа\*с | 101520,10,5 | 101521,10,5 | 101420,60,5 | 101520,80,5 | 101825,40,5 |

Нижний гидрогеологический этаж осадочного чехла включает водоносные горизонты и комплексы не имеющие гидравлической связи с современной поверхностью и относится к зоне весьма затрудненного водообмена. В разрезе осадочной толщи этажа выделяются:

водоносный комплекс ачимовской толщи мегионской свиты;

водоносный комплекс верхней части васюганской свиты;

водоносный комплекс тюменской свиты и коры выветривания пород фундамента.

Падение пьезометрического уровня также происходит в северном направлении. Воды хлоридно-натриевые. Минерализация вод ачимовской толщи составляет 12,3 – 18,4 г/л, в продуктивных пластах юры минерализация воды изменяется от 26,2 до 39,2 г/см3, содержание ионов хлора от 14,7 до 22,7 г/л, ионов натрия и калия от 10,0 до 14,8 г/л. В воде отсутствует сульфаты, углекислый газ и сероводород. Основные солеобразующие элементы – ионы натрия - 8015 – 11209 мг/л, хлора - 120568 – 17110 мг/л и гидрокарбонатного иона - 1854 – 1220 мг/л. Содержание йода – 0,84 – 4 мг/л, брома – 43,6 – 67,6 мг/л, аммония – 30 – 75 мг/л.

# 2.2 Коллекторские свойства продуктивных пластов

Характеристика изменения общих, нефтенасыщенных и эффективных толщин продуктивных пластов месторождения получены в результате обработки разрезов разведочных и эксплуатационных скважин.

 При определении коллекторских свойств и характеристики насыщения продуктивных пластов использовались данные промыслово – геофизических, гидродинамических и лабораторных исследований кернового материала. Свойства пород по керну изучались по общепринятым методикам в ЦЛ «Главтюменьгеологии».

 Открытая пористость (Кп) определялась методом насыщения, проницаемость (Кпр) фильтрацией газа на установке ГК-5. Данные о водонасыщенности получены косвенным методом центрифугирования на определенном режиме, применяемом при изучении коллекторов Западной Сибири. Полученные при этом значения связанной воды, или водоудерживающей способности пород (Квс), является комплексной характеристикой свойств пород как возможных коллекторов.

Коллекторские свойства продуктивных пластов в значительной степени определяются как вещественным составом, так и структурой порового пространства слагающих пород.

Породы-коллекторы Южно-Ягунского месторождения представлены мелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами аркозового состава; в пластах 1БС10 и 1БС11 доминируют крупнозернистые алевролиты, а в пластах 2БС10, 2БС11 и ЮС1 мелкозернистые песчаники.

Коллекторские свойства по месторождению ухудшены за счет повсеместно распространенного пленочно-порового лейкоксена.

В пластах неокома фиксируется тенденция влияния зернистости и отсортированности пород на их фильтрационно-емкостные характеристики (ФЕС). Юрские и ачимовские отложения имеют низкие ФЕС даже при высокой зернистости из-за вторичных преобразований.

Продуктивный пласт ЮС1 представляет собой пачку переслаивающихся песчаников и аливролитов с прослоями аргиллитов.

Состав породообразующей части аркозовый с преобладанием полевых шпатов (55-60%) над кварцем (35-40%), невысоким содержанием обломков пород (10-12%) и примесным содержанием слюд (2-3%). Гранулометрический состав коллекторов широко варьирует в плане и по разрезу пласта. Доминируют мелкозернистые песчаники (Мd=0,12 мм), хорошо отсортированные (Sо=1,64) умеренноглинистые (Кгл=8,7%) и малокарбонатные (1,1%). Однако на коллекторские свойства пласта ЮС1 влияют и факторы: развиты процессы вторичного минералообразования железно-титанистых минералов. Лейкоксен и пирит, развиваясь в виде пленок вокруг зерен, усложняя структуру порового пространства и существенно снижают ФЕС пород.

Пористость пород равна 15,9 и 14,7%, проницаемость 16 и 5,2\*10 мкм соответственно.

Продуктивный горизонт БС11 - пласты 1БС11 и 2БС11 представляют собой толщу песчано-глинистых пород. Проницаемые разности представлены мелкозернистыми песчаниками и крупно-зернистыми алевролитами, серыми, буровато-серыми, однородными с горизонтальной, наклонной и линзовидно-волнистой слоистостью, обусловленной намывами углисто-растительного и слюидистого материала по плоскостям наслоения. Состав породообразующей части аркозовый, с преобладанием полевых шпатов (50-55%) над кварцем (35-40%) и невысоким содержанием обломков пород (10-13%).

Пласт 2БС11 сложен мелкозернистыми песчаниками (Мd=0,12), хорошо отсортированными (Sо=1,46), умеренно глинистыми и малокарбонатными.

Коллекторские свойства пород пласта 2БС11 изучены по 50 скважинам с высокой плотностью – 5,6 образцов на 1 метр изученной площади. Средняя пористость коллекторов равна 19,80% проницаемость 109\*10 мкм.

Продуктивный горизонт БС10 включает 2 продуктивных пласта: 1БС10 и 2БС10. Для пласта 2БС10 характерна тенденция уменьшения нефтенасыщенной толщины по направлению с севера на юг, а также уменьшение толщины по мере приблежения к внешнему контору нефтеносности.

В пласте выделено две залежи: Ягунская 36\*11 км, и Южно-Ягунская 21,5\*8,7 км. По составу обломочной части породы горизонта БС10 – аркозы, с преобладанием в них полевых шпатов (45-50%) над кварцем (35-45%).

Коллекторские свойства пласта 1БС10 исследованы керном по разрезу 39 скважин. Плотность анализов высокая и составляет по пористости 4.4, проницаемости 3.1, водоудерживающей способности 2.9 определений на 1 метр толщины. Пористость варьирует в широком диапазоне от 12,8 до 25,8% при средней 20,6%. Проницаемость изменяется в диапазоне от 0,1 до 1165\*10 мкм, при этом Кпр – 33\*10 мкм.

Коллекторы пласта 1БС10 представлены крупнозернистыми алевролитами ( Мd =0,09 мм).

Коллекторские свойства пласта 2БС10 исследованы керном по разрезу 26 скважин. Плотность анализов высокая и составляет по пористости 5.8, проницаемости 3.6, водоудерживающей способности 2.6 определений на 1 метр толщины. Пористость варьирует в широком диапазоне от 20 до 24%. Проницаемость изменяется в диапазоне от 0,5 до 682\*10 мкм, при этом средней 161\*10 мкм.

##### Таблица 2.5 Характеристика фильтрационно-емкостных свойств и параметров неоднородности строения продуктивных пластов.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  Показатели |  БС10-1 |  БС10-2 |  БС11-1 |  БС11-2 |
| Общая толщина, мСредняя | 0,2-195,6 | 0,4-368,6 | 0,1-123,4 | 0,6-54,216,6 |
| Нефтенасыщ.толщ.,мСредняя | 0,1-10,63,5 | 0,3-164,5 | 0,1-92,6 | 0,2-21,46,4 |
| ПесчанистостьСр.значение | 0,01-10,63 | 0,01-10,65 | 0,01-10,36 | 0,01-10,43 |
| ПористостьСр. значение | 0,06 – 0,26 0,16 | 0,05 – 0,24 0,19 |  0,05 – 0,21  0,14 | 0,04 – 0,23 0,19 |
| Проницаемость, мДСр. значение | 0,2 – 59051,5 | 0,4 – 518199,6 | 0,3 – 12032 | 0,3 – 967171 |
| НефтенасыщенностьСр. значение | 0,22– 0,840,41 | 0,22– 0,840,41 | 0,21 – 0,750,37 | 0,22 – 0,890,55 |

2.3 Свойства пластовых жидкостей и газов

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

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

Данные свойств пластовой нефти по пластам приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 Свойства пластовой нефти

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

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

Физические свойства нефти по пластам приведены в следующей таблице

Таблица 2.7 Физические свойства нефти по пластам.

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

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

Минирализация вод по пластам характеризуется следующими значениями:

БС101 18,2…23,6 г/л,

БС102 21,0…21,3 г/л,

БС101 19,5…21,1 г/л,

 БС112 18,4…22,7 г/л.

Хлор-иона содержится 13475 мг/л.

Натрий-иона 8466 мг/л,

Кальцый иона 532 мг/л.

Микрокомпоненты присутствуют в следующих количествах:

иод 0,84…4 мг/л,

бром 43,6…67,6 мг/л,

аммоний 30…75 мг/л.

Растворимый газ в основном состоит:

метан 82,4…84,6 %,

этан 3,37…4,40 %,

пропан 1,75…2,19 %,

изобутан 0,129…1,154 %,

бутан 0,526…0,55 %,

азот 4,67…8,28 %,

гелий 0,06…0,184 %,

углекислый газ 1,86 %.

3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Основные проектные решения по разработке Южно - Ягунского месторождения

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

В связи со значительным приростом запасов нефти СибНИИНП в 1982 году составил Дополнительную записку к технологической схеме разработки Южно- Ягунского месторождения (2).

Технологической схемой разработки Южно - Ягунского месторождения предусмотрено:

- выделение двух эксплуатационных объектов 1-2БС10 и 2БС11

- применение по каждому объекту блоковой системы разработки с 3-х рядным размещением скважин по сетке 500х500м.

- общий проектный уровень добычи нефти - 5,5 млн.т/год

- общий проектный уровень добычи жидкости - 9,96 млн.м3 /год

- общий проектный объем закачки воды - 13 млн.м3 /год

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

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

- выделение трех эксплуатационных объектов (1+2БС10, 1+2БС11, Ю1) с разбуриванием их самостоятельными сетками скважин;

- применение по объектам 1+2БС10 и 1+2БС11 блоковой системы разработки с 3-х рядным размещением скважин по треугольной сетке 500х500 м; по пласту Ю1 - площадной 9-ти точечной системы заводнения по сетке 400х400 м;

- ввод в разработку пласта 1БС10, совпадающего в плане с пластом 2БС10, производить при организации самостоятельной системы заводнения на каждый пласт при совместном отборе продукции из добывающих скважин;

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

 При расчетах рассматривались запасы нефти, числящиеся на балансе ВГФ на 01.01.1989 г. За технологическую основу приняты решения, рассмотренные и утвержденные ЦКР МНП, Главтюменнефтегазом, протоколами геолого - технических совещаний 1985 - 1988 гг. об отмене и размещении новых скважин. Необходимость уточнения технологической схемы (5) объясняется следующими причинами.

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

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

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

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

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

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

Центральной комиссией по разработке утверждены следующие принципиальные положения:

- проектный уровень добычи нефти - 9.451 млн.т.

- проектный уровень жидкости - 24.1206 млн.м.

- проектный объем закачки воды - 30.5802 млн.м

- общий фонд скважин за весь срок разработки - 3323 шт.

- фонд скважин для бурения всего - 1047 шт.

- на основной залежи сохранить проектную сетку скважин.

- предусмотреть в более поздние этапы разработки переход на блочно - замкнутую систему по объектам 1+2БС10, 1+2 БС11;

- применение для пласта ЮС1 площадной семиточечной системы разработки с расположением скважин по сетке 500х500м;

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

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

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

3.2 Текущее состояние разработки

По состоянию на 01.01.2002 г. на месторождении пробурено 1804 скважин всех назначений, в том числе добывающих 1376, нагнетательных-363, прочих-65. На 1.01.2002 г. фонд добывающих скважин составляет в целом по месторождению 1376 скв., в том числе по объекту БС11 - 577 скв. по объекту БС10 – 762 скв. и по объекту ЮС1- 37 скважин. Из всего фонда добывающих скважин в целом по месторождению более 35% фонда эксплуатируют совместно два и более пласта. По объекту БС10 более 43.5% фонда скважин работают совместно на пласты БС10-1 и БС10-2. По объекту БС11 совместно работающие скважины составляют около 23%. Фонд нагнетательных скважин составляет 363, из них по объекту БС10 - 202 скважины и по объекту БС11 - 166 скважин. В 40 нагнетательных скважинах (14.7% из общего фонда) закачка воды осуществляется на два и более пластов.

Буровыми бригадами Когалымского управления буровых работ за 2001г. пробурено 1201 метра горных пород. Средний дебит одной новой скважины по нефти составил 25,8 т/сут. На 01.01 2002 года с начало разработки месторождения отобрано 90505,1т.т. нефти, что составил 81,6% от начальных извлекаемых запасов (НИЗ), при этом темп отбора от НИЗ составил 3,84%.

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

На 1 января 2002 года эксплуатационный фонд НГДУ «Когалымнефть» составил 1008 скважин, в том числе действующих - 922. Эксплуатация осуществляется механизированным способом: электроцентробежными насосами – 75%, штанговыми глубинными насосами – 25%

Динамика изменения действующего фонда и фонда добывающих скважин показана в таблице 3.1.

Таблица 3.1 Динамика действующего фонда и фонда добывающих скважин за 1995 - 2001 г.г.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Год( на 01.02) | Фонд добывающих скважин | Действующий фонд | В % к 1996, скважин |
| скважин | % от добыв. | Добыв. | Действ. |
| 1996199719981999200020012002 | 1231123611921023102010091008 | 8799481072918938908922 | 71,476,789,989,791,9689,9991,47 | 100100,496,883,181,981,981,9 | 100107,8122,0104,4103,6103,3 104,9 |

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

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

 Дебиты добывающих скважин изменяются в широких пределах: от0.8 м3/сут. по жидкости и до 85 т/сут - по нефти. Средний дебит добывающих скважин в целом по месторождению составляет по нефти 18.2 т/сут, по жидкости - 52.7 м3/сут. Текущая обводненность 65.2% (весовая). Из всего фонда побывавших в эксплуатации скважин 234 скважины достигли обводненности свыше 98%. В бездействующем фонде - 97 скв., в эксплуатации находятся 137 скважин. Скважины, находящиеся в эксплуатации с обводненностью свыше 98%, составляют 7.7% от всего действующего фонда добывающих скважин.

В целом, исключая отдельные участки, разработка пластов ведется при реализации трехрядной системы заводнения. Кроме этого, на центральных участках основных пластов БС10-2 и БС11-2 освоена приконтурная система закачки.

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

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

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

# Таблица 3.2 Баланс запасов нефти Южно-Ягунского месторождения по пластам

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Пласт | Нач.извлек.запас (В+С) тыс.т. | Кол-во отобран. нефти, тыс.т. | Тек. извлек. запасы на 01.01. 2000г.тыс.т. | Активные запасы | Трудноизвлекае-мые запасы |
| тыс.т | % | тыс.т. | % |
| БС10-1БС10-2БС11-1БС11-2 | 1401339212350749840 | 5352,436564,32386,840265,2 | 8660,62647,71120,29574,8 | 2641,51821,2492,86070,4 | 30,568,843,863,4 | 6019,0826,5627,43504,4 | 69,531,256,236,6 |

Объект 1+ 2 БС10

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

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

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

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

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

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

Действующий фонд составил 290 и увеличился на 38 скважин.

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

Средневзвешенное давление по пласту составило 222,4 атм.

Объект 1+ 2 БС11

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

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

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

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

Действующий фонд составил 353 скважины.

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

Средневзвешенное давление по пласту составило 227,1 атм.

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

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

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

Закачка воды осуществляется на южной залежи.

Объект ЮС1

По пласту ЮС1 работает 22 добывающие скважины.

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

Закачка воды начата в апреле 1999г. и до конца года закачено 24 т. м3 воды.

* 1. Анализ системы заводнения

Разработка Южно - Ягунского месторождения ведется с поддержанием пластового давления, система заводнения внутриконтурная, блоковая, трехрядная, закачка воды ведется с 1984 года.

План по закачке воды на 01.01.2002 год составил 180686 т.м, в том числе пластовой 10108 т.м, сеноманской 7138 т.м, пресной 566 т.м.

План по закачке воды выполнен и составил 101,8%.

Прирост добычи нефти за счет закачки на 01.01.2002 год составил 808.8т.тонн. В течение года было введено 17 нагнетательных скважин при плане 8 скважин.

В 2001 году закачка воды осуществлялась пятью кустовыми насосными станциями на которых установлено 30 агрегатов типа ЦНС - 180-1422, из них работающих 14 агрегатов, в резерве 16, оборудовано средствами замера типа СВУ - 200 30 агрегатов.

Закачка пресной воды велась по БКНС № 5. Сеноманская вода добывалась из 15 водозаборных скважин насосами ЭЦН-250, 360, УЭЦН-3000\*160, УЭЦП- 2000\* 1400 и закачивалась по БКНС- 2,4,5. По БКНС -1,3,4 - велась закачка сточной воды.

На 01.01.2002 года фонд нагнетательных скважин составил: 363 скважины, в том числе действующих - 159 скважин, в бездействии - 48 скажин, в простое - 3 скважины.

На летний и зимний периоды составлялись организационно- технические мероприятия, с целью увеличения закачки и регулирования компенсации отбора жидкости закачкой..

Система заводнения формировалась по пластам БС10; 2БС10; 1БС11; 2БС11. По пласту 1БС10 компенсация с начала разработки составила 136.4%, текущая компенсация составила 106.7%. За 2001 год закачено 1081.99 тыс.м3. воды. И 13125,809 тыс.м3 с начала разработки. Анализируя компенсацию по блокам с начала года и текущую, наблюдаем, что блоки №№ 1;2;3;4, район ЦДНГ-2 компенсация выросла с начала 2001 года на 2, а то и на 3 порядка, что связано с запуском в работу из бездействия прошлых лет нагнетательных скважин №№ 2040\9;218\9.( 3 блок), 2059\70;2061\70 (4 блок), исправление и уточнение режима нагнетательных скважин 2433\116; 2016\116 (2 блок). В летний период планируется ограничить закачку по этим блокам.

Блоки №№ 7;8;9, компенсация в течении года составила 39.1%;38.5%;73.8% соответственно. В 2002 планируется перевести под нагнетание скважины 2527\133 ( 7 блок), запустить из бездействия в работу 2552\137 ( 8 блок) и произвести ОПЗ пласта 1БС10 в нагнетательной скважине 2554\137 ( 8 блок).

Перекомпенсированная закачка по блокам №№ 10;11;12;13, ограничена путем остановки нагнетательных скважин: 2212\36 ( 11 блок), 2185\32 ( 10 блок), 2697\166 ( 12 блок), 2694\39 ( 12 блок), 2667\36 ( 11 блок), 2194\35 ( 11 блок), 2235\39 ( 12 блок).

Частично некомпенсированная закачка по 14;15 блокам объясняется неработающей скважиной 2733\50 которую планируется запустить в работу после ликвидации заколонного перетока.

По пласту 2БС10 компенсация с начала разработки составила 120.3%, текущая 123.7%. За 2001 год в пласт закачено 8935.123 тыс.м3. воды, с начала разработки 98168.542 тыс.м3. Анализируя компенсацию с начала года и текущую наблюдаем, что блоки №№ 4;5;6;7;8;9 компенсированы удовлетворительно. Каких либо отклонений в увеличении или уменьшении компенсации не наблюдается. И в 2002 году закачку по этим блокам планируется держать на уровне 2001 года.

Недокомпенсированная закачка по 10 блоку связана с бездействием скважины 2179\31. Наблюдается тенденция на увеличение компенсации выше допустимой по 11;12 блокам.

В летний период планируется остановить скважины №№ 2660\34;2204\34 ( 11 блок), 2229\37 (12 блок). Понижение компенсации со 136% и 121% до 113% и 117% по 13;14 блокам соответственно связано с закачкой в пласт СПС. Снижение компенсации по 15 блоку планируется осуществить остановкой скважин 2327\55; 2332\57; 2323\55 под циклическую закачку.

 По пласту 1БС11 компенсация составила с начала разработки 52.5% по сравнению с январем 1997 год (49.4%), текущая компенсация на уровне 150%. Закачка по 1БС11 ведется по четырем блокам №№ 1;2;5;6. С начала 1997 года в пласт закачено 442.241 тыс.м3. с начала разработки 2936.536 тчс.м3.

По пласту 2БС11 закачка с начала года составила 7548.586 тыс.м3. и с начала разработки 98250.113 тыс.м3. воды.

Компенсация по пласту с начала разработки составила 101.2%, текущая 95.3%. Анализируя динамику изменения компенсации с начала 2001 года наблюдаем снижение компенсации по 16;17 блокам со 148% до 41%,и со 105% до 85% соответственно, это обусловлено остановкой скв 2373\62 и 1894\181, 2348\60 и 2774\173. Планируется увеличить компенсацию, т.е. перевести под закачку скважины №№ 2819\181; 2367\64;2779\175, и увеличить приемистость на скв:№№ 2817\180;2820\177.

Тенденция на увеличение компенсации с начала года по 15 блоку планируется ограничить путем остановки нагнетательных скважин №№ 2313\52;2315\52;2317\52 под циклическую закачку и продолжением закачки СПС по этому блоку.

Снижение текущей компенсации по 13;14 блокам до 110-105% осуществить путем остановки скважин№№ 2285\48;2283\53;2251\43 на циклическую закачку. Компенсация по блокам №№ 9;10;11;12 считается удовлетворительной. Увеличить компенсацию по 3;4;5 ому блокам в районе ЦДНГ-1 планируется путем перевода под нагнетание скважины №№ 2915\ 118, 2918\236; 2927\240; 2919\236; 2924\240. Компенсация по 1;2- ому блоку считается удовлетворительной.

Итого по пластам БС компенсация с начала года составила 109.2%, с начала разработки 109.6%,текущая 111%. С начала года закачено в пласты 18008 тыс.м3. воды с разработки 212481 тыс.м3.

Система заводнения не полностью сформировалась, так как часть нагнетательных скважин находится в отработке на нефть.

3.4 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности и режимов

На Южно - Ягунском нефтяном месторождении проводится обязательный комплекс гидродинамических исследований скважин. Он включает замеры:

 - дебитов добывающих скважин,

 - приемистости нагнетательных скважин,

* забойных и пластовых давлений,
* динамических и статических уровней жидкости в добывающих скважинах,
* статических уровней в нагнетательных скважинах,
* прослеживание восстановления уровня жидкости (КВУ),
* прослеживание восстановления давления (КПД).

Эти исследования проводятся цехом ЦНИПР НГДУ “Когалымнефть” с целью контроля за текущим состоянием разработки.

По стволу скважин проводится комплекс геофизических исследований в нефтяных и нагнетательных скважинах. Объемы работ проводились ОАО «Когалымнефтегеофизика».

Основная часть исследований приходится на контроль за энергетическим состоянием залежей, определение добывных возможностей скважин и пластов, замер дебитов добывающих и расхода нагнетательных скважин, изучение профилей притока и приемистостей.

Замеры пластового давления в скважинах служат основой для потроения карт изобар.

Результаты исследования скважин, выполняемые на месторождении, в основном качественные и пригодны для использования.

В таблице 3.3. приведены основные результаты исследований скважин и пластов. Необходимо отметить, что по основным объектам даны показатели, рассчитанные по скважинам, охваченных исследованиями.

Разработка всех залежей объектов осуществляется с поддержанием пластового давления с начала эксплуатации. Режим залежей характеризуется как жесткий водонапорный.

Таблица 3.3 Результаты исследования скважин и пластов

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование | 1БС10 | 2БС10 | 1БС11 | 2БС11 | ЮС1 |
| Средневзвешенное пластовое давление, атм | 219,0 | 228,4 | 218,0 | 232,0 | 234,2 |
| Пластовая температура, ºС | 71 | 73 | 80 | 82 | 83 |
| Ср.дебит нефти, т/сут | 16,4 | 35,6 | 27,8 | 33,6 | 3,5 |
| Обводненность весовая, % | 34 | 25,4 | 46 | 40,4 | 67,1 |
| Газовый фактор, м3/т | 53 | 45 | 46 | 72 | 83 |
| Коэффициент продук-тивности, м3/сут\*атм | 0,25 | 0,389 | 0,18 | 0,375 | 0,072 |
| Гидропроводность, мкм/мПа\*с | 1,75 | 32 | 50,7 | 50,7 | 1,56 |
| Проницаемость, мкм | 14 | 117 | 39 | 101 | 14 |

Объем исследованных скважин для определения коэффициента продуктивности составляет 13% от всего пробуренного фонда. При расчетах были учтены коэффициенты продуктивности по результатам опробования скважин.

По Южно - Ягунскому месторождению были проанализированы данные исследований 23 нагнетательных скважин по пласту 2БС10 и 33 нагнетательных скважин по пласту 2БС11.

Результаты исследования нагнетательных скважин приведены в таблице 3.4.

Как видно из таблицы, по пласту 2БС10 толща охвачена заводнением на 32% от всего числа пропластков, а по пласту 2БС11 этот показатель составляет 36.8%.

Таблица 3.4 Результаты исследования нагнетательных скважин

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Количество скважин | Число перф.интерв. | Работающие пропластки, % | Не охвачено заводнением, % |
| верх | середина | низ |
| Пласт 2БС10 |
| 23 | 25 | 36 | 12 | 20 | 32 |
| Пласт 2БС11 |
| 33 | 33 | 23,7 | 10,5 | 20 | 36,8 |

Также на Южно-Ягунском месторождении проводятся геофизические исследования. За 2001 год было проведено 366 исследований в 306 скважинах, что составляет 29% действующего фонда. В 321 скважине проведено 276 исследований с целью определения герметичности колонны.

 Проводятся гамма - каротаж (ГК),основной замер 100 метров на подъеме с захватом вышележащего водоносного пласта, контрольный замер 50 м в интервале перфорации и в местах искажения ГК проявлением радиоактивных аномалий. Высокочувствительная термометрия (ВЧТ)- в остановленной на 6-8 часов скважине. Выполняются основной и контрольный замеры. При необходимости остановка скважины контролируется глубинным манометром по восстановлению забойного давления. Влагометрия (ВГД) в остановленной скважине - производится запись ВНР, если пласт работает через застойную воду ( на поверхности - нефть, в интервале пласта - вода).

Технология исследования скважин с закачкой меченого вещества.

Решаются задачи выделения интервалов обводнения, отдающих (поглощающих) пластов, определения профиля отдачи ( поглощения ), остаточной нефтенасыщенности, установления негерметичности цементного колодца и возможных заколонных перетоков, получения опорной информации для оценки степени выработки запасов на месторождениях, вступивших во вторую и третью стадии разработки.

 Технология включает закачку в прискваженную часть пласта вещества с аномальными нейтроннопоглащающими свойствами и проведение фоновых и повторных измерений методом импульсного нейтронного каротажа (ИНК , чувствительным к содержанию таких веществ в околоскважинном пространстве. Основным интерпретационным параметром ИНК является декремент затухания плотности тепловых нейтронов Л, в качестве дополнительных параметров может быть использовано время жизни тепловых нейтронов Т, скорость счета во временных окнах на задержках после импульса нейтронов.

 В качестве меченного вещества используют хлористый натрий, хлористый кальций, хлористый калий, соляную кислоту. Соляная кислота хорошо пропитывает низкопроницаемые глинистые породы, насыщенные нефтью и обеспечивает большой охват вытеснением неоднородных по проницаемости коллекторов по сравнению с водными растворами. Ее целесообразно использовать для решения качественных задач контроля за разработкой. Этот вид исследования только недавно начал внедряться на Южно - Ягунском месторождении. В 2001 году исследовались 5 скважин.

 Скажины 1396/126, 2923/118, 772/44 были исследованы методом шумометрии. Объем исследований РГТ за 2001 год составил 103 скважины.

 Объем исследований высокочувствительным термометром в добывающих скважинах составил 306 скважин, по определению притока исследовались 200 скважин, по отбивке забоя 59 скважин, по проверке на герметичность 47 скважин.

 На Южно - Ягунском месторождении планируется использование всевозможных методов увеличения нефтеотдачи пластов и вовлечение в разработку слабодренируемых запасов, в том числе 8 ГРП, 80 системных технологий, 102 ОПЗ, 19 переходов. Необходимо более широко внедрять циклическую закачку в комплексе с системными технологиями и одновременно проводить селективную изоляцию на добывающих скважинах.

Контроль за объемами закачки воды осуществляется с помощью счетчиков СВУ. 85% замеров телемеханизированы, остальные замеряются в ручном режиме. Все действующие скважины оборудованы замерными устройствами. Контроль ведется по кустовым насосным скважинам, по направлениям и по скважинам.

На нагнетательных скважинах за прошедший год проведено 28 капитальных ремонтов и 136 текущих. С целью увеличения приемистости нагнетательных скважин проведено 21 кислотных обработок.

 В таблице 3.5. приведены обемы промысловых геофизических и гидродинамических исследований, выполненных на Южно-Ягунском месторождении в 2001 году

Таблица 3.5 ПГИ и ПГД за 2001 год на Южно-Ягунском месторождении.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| №п/п | **Вид исследований** | Количества |
| скважин | Замеров |
| 1 | Определение профиля притока, источника обводн. и тех. сост. добывающих скважин | 59 | 63 |
| 2 | Определение профиля приемистости, тех. состояния нагнетательных скважин  | 208 | 211 |
| 3 | Исследования гироскопичес. инклинометром | 121 | 121 |
| 4 | Определение Рпл. | 177 | 419 |
| 5 | Определение Нст. | 753 | 2525 |
| 6 | Определение Ндин. | 1082 | 8121 |
| 7 | Исследование методом КВУ | 230 | 266 |
| 8 | Исследование методом ПД | 92 | 180 |
| 9 | Замер дебита добывающих скважин | 920 | 58717 |
| 10 | Отбор устьевых проб на водосодержание | 920 | 37350 |
| 11 | Замер приемистости нагнетательных скважин | 160 | 7370 |

Геолого–технические мероприятия (ГТМ)

 На месторождении планомерно внедряются различные методы повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти.

 В 2001 году на Южно-Ягунском месторождении проведено 239 ГТМ с суммарным приростом дебитов добывающих скважин 1995т/сут. За счет этих мероприятий за год добыто 309,193 т.т. нефти.

Их перечень приведен в таблице 3.6.

Таблица 3.6 ГТМ за 2001 год.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| №п/п |  Вид мероприятий | Кол-во скв-н | Добыча нефти, т.т. | Средний при-рост дебита на 1скв-ну,т/сут |
| 1 | Ввод новых скважин | 4 | 10,47 | 14,4 |
| 2 | Ввод из бездействия | 35 | 72,38 | 11,7 |
| 3 | Ввод из консервации, пьезометра | 42 | 21,48 | 2,6 |
| 4 | Перевод на мех.добычу | 3 | 6,02 | 12,7 |
| 5 | Оптимизация режимов работы скважин | 120 | 100,21 | 5,0 |
| 6 | Ремонтно-изоляционные работы | 18 | 15,4 | 8,2 |
| 7 | Интенсификация притоков (ОПЗ) | 53 | 65,01 | 10,1 |
| 8 | Возврат с других горизонтов | 9 | 10,5 | 7,1 |
|  | ИТОГО | 293 | 309,19 | 6,8 |

Как видно из таблицы 3.6. наиболее эффективны (по приросту дебита скважин) такие ГТМ, как перевод скважин на мех. добычу, ввод новых скважин, ввод скважин из бездействия.

В течение года выполнено 132 капитальных ремонтов добывающих скважин силами подрядных организаций: УПНП и КРС, «Когалымнефтепрогресс», Woodbine. При среднегодовой успешности ремонтов 80,0%, по всем отремонтированным скважинам добыто 284,5т.т нефти, из них 183,86т.т.-дополнительная добыча. На нагнетательных скважинах проведено 23 капитальных и 42 текущих ремонтов. Введено под нагнетание 15 скважин.

Эффективность методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов приведена в следующей таблице 3.7.

Таблица 3.7 Эффективность МУН применяемых в месторождений

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| №п/п | Метод, технология | Количество, скв./обр. | Доп.добычанефти, т.т. |
| 123 | Химические МУНОПЗ добывающих скважинГидродинамические МУНФизические МУН | 87/9549/508412 | 258,266,65106,0448,14 |

За текущий год по НГДУ «Когалымнефть» за счет применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов (ГРП, СПС, ВДС, ЭСС, КМЭ и их композиций) дополнительно добыто 306,344т.т. нефти, за счет форсированного отбора и циклической закачки (ГМУН) – 106,04 т.т.

1. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1 Требования к конструкции скважин, технологиям и производству буровых работ

Важнейшим этапом проектирования, обуславливающим качество строительства скважин, а также дальнейшую эффективную и длительную эксплуатацию является выбор рациональной конструкции скважины.

 Конструкция должна быть экономичной и обеспечивать: эксплуатационную надежность скважины как технического сооружения, проектный уровень ее эксплуатации, оптимальный режим проводки ствола скважины на уровне современной техники и технологии, предупреждение осложнений и аварий, а также охрану недр в процессе бурения и в период эксплуатации, качественное разобщение продуктивных и проницаемых горизонтов.

 В соответствии с этим, а также с учетом конкретных геолого-физических характеристик залегаемых пород и условий вскрытия продуктивных пластов для Южно-Ягунского месторождения рекомендуются следующие варианты конструкций, скважин в зависимости от применяемой технологии.

 При вскрытии продуктивных пластов БС11-1, ЮС1 и ЮС2 рекомендуется следующая конструкция скважин:

* направление диаметром 425 мм спускается на глубину 30-50 м, трубы отечественного производства с резьбой типа ОТТМ. Цементируется раствором нормальной плотности до устья;
* кондуктор диаметром 324 мм в добывающих скважинах – на глубину 400-450 м, а в нагнетательных, как минимум, на 20 м ниже подошвы люлинворской свиты. Трубы отечественного производства с резьбой типа ОТТМ. Цементируется раствором нормальной плотности до устья;
* при установке в верхней части кондуктора спец. приспособлений для удержания цементного раствора в кольцевом пространстве (при опускании его уровня в процессе ОЗЦ) возможен вариант бурения без спуска направления. Однако, необходимо иметь ввиду, что подъем цементного раствора до устья за кондуктором во всех скважинах не гарантируется. Тем самым не всегда обеспечивается изоляция верхних водоносных горизонтов и, как следствие, не исключает их загрязнение.

Предпочтительнее спуск и цементирование направления. В нижней части кондуктор центрируется с целью предотвращения возможных осложнений в процессе дальнейшего углубления скважины.

Эксплуатационная колонна диаметром 146 мм спускается на проектную глубину – на 50 м ниже подошвы эксплуатационного объекта.

В интервале продуктивных отложений, а также башмака кондуктора колонна центрируется.

При толщине перемычки, разделяющей продуктивный и ближайший водоносный горизонты, до 8 м в добывающих и до 12 м в нагнетательных скважинах колонна оборудуется пакером, устанавливаемым в этой перемычке.

Высота подъема тампонажного раствора за эксплуатационной колонной в добывающих скважинах устанавливается на 100 м выше башмака кондуктора, в нагнетательных – до устья. В реальных условиях, учитывая снижение уровня в процессе ОЗЦ, тампонажный раствор должен быть поднят, как минимум, в добывающих скважинах – в башмак кондуктора, в нагнетательных – должна быть перекрыта люлинворская свита.

За колонной в интервале от башмака до уровня на 150 м выше продуктивного пласта размещается седиментационно устойчивый цементный раствор нормальной плотности, выше-облегченный глиноцементный.

В случае, если закачивание воды в нагнетательные скважины будет осуществляться через НКТ, оборудованные пакером, при надлежащем контроле за режимом работы скважины, необходимо поднять тампонажный раствор во всех категориях скважин до уровня на 100 м выше башмака кондуктора.

Для скважин Южно-Ягунского месторождения с целью недопущения гидроразрыва пластов и уменьшения поглощения цементных растворов эксплуатационными объектами рекомендуется цементирование в две ступени.

Разрыв времени между окончанием цементирования нижней ступени и началом цементирования верхней должен быть не менее удвоенного времени начала схватывания тампонажного раствора в условиях температуры и давления нижней ступени цементируемого интервала. Во время ОЗЦ нижней ступени необходимо периодически восстанавливать циркуляцию через отверстия муфты для ступенчатого цементирования.

Следует иметь ввиду, что существующая технология крепления обеспечивает надежность разобщения пластов продуктивной части разреза при среднестатистической величине депрессии 1Мпа на 1м интервала разделяющей непроницаемой перемычки. В реальных условиях непроницаемый раздел может быть незначительным, либо вообще отсутствовать. В этих случаях возникновение заколонных перетоков или подтягивание подошвенной воды неизбежно и определяется только фактором времени.

Для обеспечения качественного крепления ствола скважины и надежного разобщения проницаемых горизонтов должны применяться специальные технические средства на обсадные колонны (скребки, турбулизаторы, центраторы).

 Основной функцией тампонажных растворов является изоляция с их помощью флюидосодержащих пластов друг от друга и от земной поверхности. В проекте строительства скважин должны быть предусмотрены следующие технико – технологические решения, обеспечивающие природоохранные функции цементных растворов и ограничивающие их отрицательные воздействия на окружающую среду:

* интервалы подъема цементных растворов за обсадными колоннами выбираются в соответствии с требованиями технологических регламентов на крепление скважин и геологической характеристикой разреза данного месторождения; применение токсичных материалов в процессе цементирования является недоступным.
* для улучшения сцепления цементного камня со стенками обсадных труб и стенками скважины предусмотрена предварительная прокачка нетоксичной буферной жидкости, разрушающей глинистую корку.

 Контроль качества цементирования осуществляется геофизическими методами и опрессовкой колонн согласно «Инструкции по испытанию скважин на герметичность». Устье скважины оборудуется в соответствии с действующими нормативными документами противовыбросовым оборудованием.

Основные требования к организации и производству буровых работ на Южно-Ягунском месторождении – это безаварийная проводка ствола скважины, снижение себестоимости метра проходки и минимально возможное техногенное воздействие на окружающую природную среду, недра и подземные воды при обеспечении запланированных объемов бурения.

Правила выполнения этих требований должны соблюдаться в процессе разработки проектной документации и на всех этапах строительства скважин, включая проведение подготовительных вышкомонтажных работ, бурение, освоение, а также ликвидацию и консервацию скважин. При этом предусматривается постоянный контроль за состоянием окружающей среды.

4.1 Подземное и устьевое оборудование способах добычи

Южно-Ягунское месторождение находится на стадии, когда основной фонд скважин разбурен, накоплен опыт эксплуатации скважин при высоком уровне их использования. Базовым способом эксплуатации скважин являются УЭЦН и УШГН (механизированный фонд добывающих скважин составляет 96,8 %) и лишь небольшая часть эксплуатируется фонтанным способом.

* + 1. Фонтанная эксплуатация скважин

Фонтанным способом эксплуатации скважин называется способ, при котором подъем жидкости (нефти) на поверхность происходит только за счет пластовой энергии.

 Условия фонтанирования скважин завися от энергии газожидкостной смеси, расходуемой на подъем 1т жидкости; изменения давления от забойного до давления на устье; средней скорости движения смеси, зависящей от диаметра НКТ, и содержания воды в добываемой жидкости. В целях наиболее полного использования энергии, заключенной в том или ином пласте, отбор жидкости из скважин из скважин ограничивается.

 Оборудование скважин состоит из наземного и подземного. К наземному относятся: фонтанная арматура, манифольд, лубрикатор, выкидная линия для подключения скважины к системе промыслового сбора и транспорта нефти и газа. К подземному относятся: насосно – компрессорные трубы, пакеры, клапаны – отсекатели, циркуляционные клапаны, конические глухие подвески, башмачные клапаны.

Подземное оборудование предназначается для:

* предотвращения открытого фонтанирования скважин при разрушении или повреждении устьевого оборудования, нарушения герметичности эксплуатационной колонны и некачественном цементировании межтрубного пространства;
* обеспечения одновременно раздельной эксплуатации двух и более продуктивных пластов; разобщения вскрытого продуктивного горизонта от выше- и нижележащих пластов; разобщения лифтовой колонны от затрубного пространства;
* обеспечения разнообразных промысловых технологических операций, связанных с эксплуатацией или ремонтом скважин.

В процессе эксплуатации скважины газожидкостная смесь из подъемных трубпроходит через центральную стволовую задвижку и направляется в один из выкидов, другой выкид закрыт.

Фонтанные арматуры различаются по конструктивному исполнению и прочностным показателям: рабочему давлению, размерам проходного сечения ствола, конструкции фонтанной елки и числу спускаемых в скважину рядов труб, виду запорных устройств. Изготовляют эту арматуру тройникового и крестового типов с условным проходом по стволу от 50 до 100 мм (рис.4.2.). Рассчитана она на давление 14, 21, 25 и 70 МПа.

Для контроля за процессом эксплуатации скважины установлены два манометра с трехходовыми кранами: один – на отводе крестовика трубной головки для замера давления в межтрубном пространстве скважины, другой – в верхней части арматуры для замера давления на устье скважины.

В процессе эксплуатации фонтанных скважин периодически возникает необходимость проводить исследования продуктивных пластов для определения пластовых давлений, температур и других характеристик пласта скважинными манометрами, термометрами и другими приборами. Приборы спускают через специальное герметизирующее устройство – лубрикатор, устанавливаемый на буферной задвижке фонтанной арматуры. После опрессовывания лубрикатора при помощи лебедки, смонтированной на специальной машине, спускают скважинный прибор. Для наиболее экономичного расходования пластовой энергии и, следовательно, длительного фонтанирования скважины дебит ее регулируется созданием противодавления на устье при помощи штуцеров, которые монтируются на выкидных линиях, после боковой задвижки, между фланцевыми соединениями.

Преимуществом фронтального метода является простота скважинного оборудования и отсутствие подвода электроэнергии извне.

* + 1. Эксплуатация скважин штанговыми глубинными насосными установками

УШГН состоит из наземного и подземного оборудования.

В наземное входит станок-качалка, состоящий из электродвигателя, редуктора, кривошипа, шатуна, балансира, подвески устьевого штока, устьевого штока, устьевого сальника с устьевой обвязкой.

Подземное оборудование включает: на колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) спускается в скважину глубинный насос с фильтром. Насос оснащен всасывающим клапаном. Внутрь НКТ на колонне штанг спускают плунжер насоса с одним или двумя нагнетательными клапанами. Кроме того, подземное оборудование может включать различные защитные устройства( газовые и песочные якори, хвостовики), присоединенные к патрубку ШСН и улучшающие его работу в осложненных условиях (песок, газ).

Наземное оборудование:

Станок-качалка - это механизм, предназначенный для преобразования врщательного движения вала электродвигателя установки в возвратно- поступательное движение головки балансира.

Станок-качалка сообщает штангам возвратно-поступательное движение близкое к синусоидальному. СК имеет гибкую канатную подвеску для соединения с верхним концом полированного штока и откидную или поворотную головку балансира для безпрепятственного подхода спуско-подъемных механизмов при подземном ремонте скважины.

Основные узлы станка-качалки: пирамида, редуктор, электродвигатель - крепятся к единой раме, которая закрепляется на бетонном фундаменте. Кроме того, все СК снабжены тормозным устройством, необходимым для удержания балансира и кривошипов в любом заданном положении. Точка соединения шатуна с кривошипом может менять свое расстояние относительно центра вращения перестановкой пальца кривошипа в то или иное отверстие, которых для этого предусмотренно несколько. Этим достигается ступенчатое изменение амплитуды качаний балансира, т.е.длины хода штанг.

Поскольку редуктор имеет постоянное передаточное число,то изменение частоты качаний достигается только изменением передаточного числа клиноременной трансмиссии и сменой шкива на валу электродвигателяна больший или меньший диаметр.

Станки-качалки выполняются вдвух исполнениях: СК и СКД по ОСТ 26-08-87 шести типоразмеров.

Приделы изменения основных параметров следующие: грузоподъемность от 10 до 200 кН (1...20 тс), длина хода балансира от 0,3 до м, чило качаний в минуту 4,7........15,5, потребляемая мощность 1,7...55 кВт масса 10...320 кН (1...32 тс). Оборудование устья скважины

Это оборудование предназначено для герметизации устья и регулирования отбора нефти в период фонтанирования при эксплуатации штанговыми скважинными насосами, а также для проведения технологических операций, ремонтных и исследовательских работ в скважинах, расположенных в умеренном и холодном макроклиматических районах.

# В связи с широким распространением однотрубной системы сбора продукции скважин при централизованных установках по сепарации газа и замеру дебитов сильно возросли давления на выкидах насосных установок. В некоторых случаях возникает необходимость иметь на устье скважин (удаленные скважины, высокие вязкости) давления, доходящие до 4 МПа. Это усложняет конструкцию устьевого оборудования и повышает к нему технические требования.

Канатная подвеска

Сальниковый шток присоединяется к головке балансира с помощью канатной подвески. Конструкция канатной подвески допускает установку динамографа для снятия динамограммы (зависимость силы, действующей в точке подвеса, от хода штока).

Кроме того, с помощью канатной подвески регулируется посадка плунжера в цилиндр насоса для предупреждения ударов плунжера о всасывающий клапан или выхода плунжера из цилиндра.

Штоки сальниковые устьевые ШСУ

Предназначены для соединения колонны насосных штанг с канатной подвеской станка-качалки. Применяются в умеренном и холодном макро климатическом районах. Их изготавливают из круглой холоднотянутой калиброванной качественной углеродистой стали марки 40.

Подземное оборудование:

Скважинные штанговые насосы

Скважинные штанговые насосы предназначены для откачивания их нефтяных скважин жидкости обводненностью до 99%, температурой более 130 С, содержанием сероводорода не более 50 г/л,минерализацией воды не более 10 г/л.

Скважинные насосы представляют собой вертикальную конструкцию одинарного действия с неподвижным цилиндром, подвижным металлическим плунжером и шариковыми клапанами. Спускаются в скважину на колонне насосно-компрессорных труб и насосных штанг.

Насосы разделяются на невставные (трубные) и вставные. Основные особенности их состоят в следующем.

Невставные насосы

Цилиндр спускается в скважину на насосно-компрессорных трубах без плунжера. Плунжер спускается отдельно на насосных штангах. Плунжер вводится в цилиндр вместе с подвешенным к плунжеру всасывающим клапаном. Чтобы плунжер довести до цилиндра насоса без повреждений через трубы, последние должны иметь внутренний диаметр больше наружнего диаметра плунжера (примерно на 6 мм).Для извлечения невставного насоса в случае замены или ремонта необходимо сначало извлеч штанги с висящим на их конце плунжером, а затем насосные трубы с висящим на их конце цилиндром насоса.

Вставные насосыЦилиндр в сборе с плунжером и клапанами спускается на штангах. В этом случае на конце насосных труб заранее устанавливается специальное посадочное устройство - замковая опора, на которой происходит посадка и уплотнение насоса. Для извлечения вставного насоса в случае ремонта достаточно извлеч только штанги, вместе с которыми извлекается весь насос.

 Поскольку при вставном насосе через трубы данного диаметра пропускается не только плунжер, но и цилиндр вместе с кожухом, то диаметр плунжера вставного насоса должен быть намного меньше диаметра трубного. Поэтому подача вставного насоса при трубах данного диаметра всегда меньше подачи невставного.

Штанги насосные

Эти штанги служат соединительным звеном между наземным индивидуальным приводом станка-качалки и скважинным насосом. Предназначены для передачи возвратно поступательного движения плунжера насоса. Штанга представляет собой стальной стержень круглого сечения диаметром 12...28 мм и длиной 1000...8000 мм с высаженными резьбовыми концами. Резьба штанги метрическая специальная.

Штанги в основном изготавливают из лигированных сталей и выпускают длиной 8000 мм и укороченные 1000, 1200, 1500, 2000 и 3000 мм как для нормальных, так и для коррозионных условий эксплуатации. Укороченные штанги применяются при регулировании длины колонны штанг с целью нормальной посадки плунжера штангового насоса. Они изготавливаются из стали той же марки и подвергаются такой же термообработке, что и штанги нормальной длины.

Насосно-компрессорные трубы (НКТ)

Насосно-компрессорные трубы бывают с гладкими и высаженными (равнопрчными) концами. Трубы с гладкими концами имеют равный диаметр по длине и поэтому в мемтах нарезки под муфтовые соединения несколко ослаблены. Трубы с высаженными наружу концами имеют утолщенные концы вместах нарезки под муфтовые соединения и поэтому повышенную прочность нарезной части трубы.

По длине НКТ разделяются на три группы: I - от 5,5 до 8 м; II - от 8 до 8,5 м; III - от 8,5 до 10 м.

Трубы изготавливаются из сталей пяти групп рочности: Д, К, Е, Л, М. Гладкие трубы и муфты к ним групп прочности К, Е, Л, М, а также все трубы с высаженными концами подвергаются термообработке.

Условный диаметр трубы с точностью до нескольких десятых долей миллиметра совпадает с наружним диаметром тела трубы.

НКТ в скважинах, особенно при ШСНУ, несут большую нагрузку. Кроме растяжения от действия собственного веса они подвержены нагрузке от веса столба жидкости, заполняющей НКТ, и иногда от веса колонны штанг при их обрыве в верхней части или при посадке плунжера на шток всасывающего клапана. В искривленных скважинах они подвергаются трению штанговыми муфтами.

Правильное сопряжение резьбовых соединений НКТ достигается при приложении крутящего момента определенной величины. Поэтому важно использовать автоматы для свинчивания и развинчивания НКТ со специальным фрикционным регулятором момента. Недопустим спуск НКТ без смазки резьбовых соединений, а также их транспортировка без предохранительных колец и деревянных заглушек.

Для уменьшения собственного веса труб при необходимости их спуска на большую глубину применяют ступенчатую колонну НКТ с большим диаметром вверху и малым внизу.

4.2.3 Общие сведения об эксплуатации скважин УЭЦН

Установки УЭЦН предназначены для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин. Установка состоит из погружного насосного агрегата и кабельной линии, спускаемых в скважину на насосно-компрессорных трубах, и наземного электрооборудования (трансформаторной подстанции).

Погружной насосный агрегат включает в себя двигатель (электродвигатель с гидрозащитой) и насос, над которым устанавливают обратный и сливной клапаны.

Кабельная линия для подвода напряжения к двигателю состоит из основного питающего кабеля и плоского удлинителя с муфтой. Кабель прикреплен к гидрозащите, насосу и насосно-компрессорным трубам металлическими поясами.

Оборудование устья скважины обеспечивает подвеску колонны насосно-компрессорных труб с насосным агрегатом и кабелем на фланце обсадной колонны, герметизацию затрубного пространства, отвод пластовой жидкости в трубопровод и газа из затрубного пространства.

Трансформаторная подстанция (трансформатор и комплектное устройство) преобразует напряжение промысловой сети до оптимальной величины на зажимах электродвигателя с учетом потерь напряжения в кабеле и обеспечивает управление работой насосного агрегата установки и ее защиту при аномальных режимах.

Вместо комплектных устройств и трансформаторов можно применять комплектные трансформаторные подстанции типа КТППН-82 мощностью 100 и 250 кВА на напряжение 6 или 10 кВ для питания насосов, работающих в одиночных скважинах, и типа КТППНКС для питания четырех одновременно работающих скважинных насосов на кусте из четырех скважин.

В зависимости от максимального поперечного габарита погружного агрегата установки разделяют на три условные группы — 5, 5А и 6:установки группы 5 поперечным габаритом 112 мм применяют в скважинах с колонной обсадных труб внутренним диаметром не менее 121,7 мм;

Кабель в сборе имеет унифицированную муфту кабельного ввода К38 (К46) круглого типа. В металлическом корпусе муфты герметично заделаны изолированные жилы плоского кабеля с помощью резинового уплотнителя.

К токопроводящим жилам прикреплены штепсельные наконечники.

Модули насосные — газосепараторы (МНГ) предназначены для уменьшения объемного содержания свободного газа на всасывании насоса.

Газосепараторы соответствуют группе изделий II, виду 1 (восстанавливаемые) по РД 50-650—87, климатическое исполнение — В, категория размещения — 5 по ГОСТ 15150—69. Могут быть поставлены в двух исполнениях: газосепараторы 1МНГ5, МНГ5А и 1МНГ6 обычного исполнения; газосепараторы 1МНГК5 и МНГК5А повышенной коррозионной стойкости.

Устанавливают между входным модулем и модулем-секцией.

Газожидкостная смесь через сетку и отверстия входного модуля поступает в полость шнека и рабочих органов. Под напором газожидкостная смесьпоступает во вращающуюся камеру сепаратора, снабженную радиальными ребрами, где под действием центробежных сил газ отделяется от жидкости. Далее жидкость с периферии камеры сепаратора поступает по пазам переводника на всасывание насоса, а газ через наклонные отверстия отводится в затрубное пространство.

Трансформаторы обеспечивают питание погружных двигателей от сети переменного тока частотой 50 Гц, напряжением до 6000 В, работают на открытом воздухе в районах с умеренным и холодным климатом.

Трансформатор ТМПН состоит из магнитопровода стержневого типа, обмоток высокого и низкого напряжения, бака, заполняемого трансформаторным маслом, крышки с вводами и приводами переключателей, расширителя с маслоуказателями и воздухоосушителем и переключателем ответвлений обмоток высокого напряжения. Для герметизации разъемных частей трансформатора применяют уплотнения из маслостойкой резины.

Комплектные устройства обеспечивают включение и выключение погружных двигателей, дистанционное управление с диспетчерского пункта и программное управление, работу в ручном и автоматическом режимах, отключение при перегрузке и отклонении напряжения питающей сети выше 10% или ниже 15% от номинального, контроль тока и напряжения, а также наружную световую сигнализацию об аварийном отключении.

Комплектное устройство ШГС5805-49АЗУ1 размещено в металлическом шкафу двустороннего обслуживания.

Комплектное устройство КУПНА 83-29А2У1 состоит из высоковольтного шкафа управления двустороннего обслуживания с передними дверьми и задним заграждением и низковольтного ящика управления. В шкафу установлены трансформаторы тока и напряжения, разъединитель, высоковольтный контактор, выключатели предохранители, разрядники. Ящик содержит блок управления, электроизмерительные приборы, реле, сигнальную аппаратуру, переключатели и пусковые кнопки.

Рисунок 4.1 Установка погружного центробежного насоса:

1 — двигатель; 2 — модульный насос; 3 — кабельная линия:

4 — обратный и спускной клапаны; 5 — крепежный пояс;

6 — трансформаторная подстанция

Погружной электродвигатель.

Погружной электродвигатель (ПЭД) является приводом электроцентробежного насоса (рисунок 4.2). Применяется асинхронный электродвигатель с короткозамкнутым ротором. В соответствии со спецификой эксплуатации ПЭД выполнен цилиндрическим и сильно развит в длину.

Отечественная промышленность освоила выпуск более 12 типов ПЭД мощностью от 10 до 125. кВт. Выпускаются ПЭД с диаметрами корпуса 103 мм для обсадной колонны 121,7; 117 мм для 130 мм, 123 мм для 143,3 мм, 138 мм для 148,3 мм.

Основными узлами ПЭД являются: статор, ротор, опорная пята, вал. Назначение статора и ротора и принцип их работы аналогичны электродвигателю обычной конструкции.

Специфичным является положение ПЭД в скважине вертикальное, следовательно, ротор ПЭД.нужно удержать и зафиксировать в этом положении.

Для этой цели служит опорная пята и подшипники скольжения, расположенные на валу и фиксируемые в статоре ПЭД. Вал имеет сквозное отверстие, через которое циркулирует масло, принудительно перекачиваемое турбинкой. Масло смазывает подшипники и охлаждает ПЭД.

 Напряжение на обмотку статора подается через специальный герметичный токоподвод, своеобразный штепсельный разъем.

 Погружной двигатель имеет следующую маркировку: ПЭДС90-1) 7В5.

 Это означает: П — погружной, Э - электрический, Д — двигатель, С — секционный, 90 — мощность в кВт, 117 — диаметр корпуса в мм, В — климатическое исполнение, 5 — диаметр обсадной колонны.

Система гидрозащиты.

Под гидрозащитой понимают комплекс устройств, предназначенных противодействовать проникновению пластовой жидкости в полость двигателя и компенсировать температурное расширение масла в ПЭД.

Промышленность выпускает гидрозащиту, состоящую из двух узлов — компенсатора (монтируется ниже ПЭД) и протектора (монтируется между ЭЦН и ПЭД) — типа «Г».

Компенсатор служит для 'передачи давления окружающей среды маслу в ПЭД и компенсации расхода масла. Представляет собой эластичный резиновый мешок, сообщающийся с ПЭД.

Протектор выполняет функцию защитной камеры ( узлы торцового уплотнения), разгрузочной камеры (узел гидропяты) и резервуара с маслом.

Подача напряжения к погружному электродвигателю осуществляется по бронированному трехжильному кабелю круглого или прямоугольного сечения.

Погружные насосы являются многоступенчатыми центробежными насосами. Каждая ступень состоит из вращающего рабочего колеса и неподвижного диффузора. Обьем выдаваемой жидкости определяется типом ступени. Из-за ограниченного диаметра обсадной трубы скважины напор, создаваемый отдельной ступенью относительно мал, поэтому определенное число ступеней собирается вместе, чтобы отвечать требованиям каждого отдельного применения. Суммарный напор насоса и потребляемая мощность определяется числом ступеней. Насосы производят в широком диапозоне производительностей и практически для всех условий, встречающихся в скважинах. Корпус, основание и выпускная головка изготавливаются из углеродистой стали. Рабочие колеса и диффузоры отлиты из чугуна с высоким содержанием никеля с целью повышения антиабразивных и антикоррозийных свойств. Вал делается из высокопрочной антикоррозионной нержавеющей стали. Общая длина односекционного насоса ограничена, чтобы обеспечить должную сборку и транспортировку. Однако, несколько секций насоса можно соединить последовательно, чтобы создать необходимый напор. Максимальный размер (число ступений) насоса определяется на основании следующих ограничений: мощность насоса, ограниченная прочностью вала; номинальное давление корпуса насоса; нагрузочная способность упорного подшипника.

Наземное оборудование скважины, эксплуатируемой УЭЦН, составляет устьевая арматура, станция управления работой скважинной установки и трансформатор напряжения. Станция управления обеспечивает запуск и управление работой электродвигателя, трансформатор повышает напряжение, получаемое от промысловой электрической сети до величины, на которую рассчитан погружной двигатель.

4.2.4 Технические характеристики насосов

Количество и длина секций в насосе подбирается в зависимости от необходимой производительности и напора, но не более напора указанного в таблице 4.1.

Таблица 4.1 Технические характеристики насосов

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  Насос | Подача враб.зоне,м3/сут. | Напормакс,м | Макс.потр.мощн,кВт | КПД% | Напор,м | Количествоступеней, шт. | Потребляемаямощность, кВт | Масса, кг |
|  |  |  |  |  | С-3 | С-4 | С-5 | С-3 | С-4 | С-5 | С-3 | С-4 | С-5 | С-3 | С-4 | С-5 |
| ЭЦНА5-18 | 12-30 | 2000 | 16,2 | 26 | 510 | 680 | 870 | 123 | 167 | 211 | 4,06 | 5,54 | 6,93 | 104 | 135 | 166 |
| ЭЦНА5-30 | 20-40 | 2000 | 20,0 | 35 | 460 | 600 | 790 | 123 | 167 | 211 | 4,55 | 6,06 | 7,77 | 104 | 135 | 166 |
| ЭЦНА5-60 | 35-80 | 2000 | 31,7 | 44 | 500 | 675 | 855 | 109 | 147 | 186 | 7,84 | 10,58 | 13,39 | 107 | 137 | 178 |
| ЭЦНА5-80 | 60-115 | 2000 | 36,2 | 51,5 | 505 | 695 | 870 | 110 | 149 | 189 | 8,91 | 12,07 | 15,31 | 100 | 138 | 166 |
| ЭЦНА5-125 | 105-165 | 2000 | 48,7 | 58,5 | 420 | 550 | 720 | 94 | 127 | 160 | 10,2 | 13,8 | 17,44 | 112 | 147 | 180 |
| ЭЦНА5-200 | 150-265 | 1400 | 65,8 | 50 | 275 | 375 | 470 | 74 | 101 | 127 | 12,8 | 17,41 | 21,9 | 102 | 132 | 166 |
| ЭЦНА5А-160 | 125-205 | 2000 | 61,9 | 61 | 495 | 670 | 845 | 91 | 123 | 155 | 15,23 | 20,62 | 26,19 | 131 | 170 | 208 |
| ЭЦНА5А-250 | 195-340 | 1850 | 86,0 | 61,5 | 270 | 370 | 460 | 50 | 68 | 86 | 12,55 | 17,06 | 21,58 | 129 | 167 | 205 |
| ЭЦНА5А-400 | 300-440 | 1300 | 101,2 | 59,5 | 190 | 260 | 320 | 47 | 64 | 80 | 15,0 | 20,5 | 25,58 | 127 | 164 | 202 |
| ЭЦНА5А-500 | 430-570 | 1150 | 122,0 | 54,5 | 170 | 230 | 290 | 42 | 57 | 72 | 17,8 | 24,17 | 30,5 | 143 | 185 | 228 |
| ЭЦНА6-800 | 550-925 | 1100 | 175,66 | 60 | 190 | 260 | 325 | 38 | 51 | 65 | 30,62 | 41,09 | 52,39 | 166 | 205 | 264 |
| 22..ЭЦНА5-60 | 35-80 | 1950 | 29,17 | 51 | 483 | 658 | 828 | 105 | 143 | 180 | 6,3 | 8,58 | 10,8 | 116 | 151 | 186 |

Примечание: По заказу потребителя насосы могут быть изготовлены с большим напором, чем указано в таблице 4.1.

* 1. Преимущество скважин оборудованных УЭЦН

 При эксплуатации скважин штанговыми насосами появляются осложнения связанные с техническими возможностями штанговых насосов:

- необходимость надёжной механической связи привода с насосом в скважине;

- ограниченность количества возвратно-поступательных движении плунжера насоса;

- низкий КПД насоса из-за потерь механической энергии на деформирование деталей конструкции;

- ограниченность применения на искривлённых скважинах;

- ограниченность по подаче насоса;

Поэтому, при выборе способа эксплуатации скважины с дебитом по жидкости равным 60 м3/сут., предпочтение было отдано бесштанговому способу эксплуатации, в частности с применением установки электроцентробежного насоса. Кроме того применение УЭЦН при дальнейших этапах разработки месторождения позволит применить форсированные методы отбора пластовой жидкости.

Эксплуатация скважин бесштанговыми насосами занимает на современном этапе развития отечественной нефтедобывающей промышленности особое место. Достаточно сказать, что из основных типов бесштанговых установок: установок погружных центробежных электронасосов (УПЦЭН), установок гидравлических поршневых насосов ГПН) и установок винтовых электронасосов (УВЭН) – на долю УПЦЭН ходится примерно половина всей добываемой в отрасли жидкости. Эксплуатация скважин бесштанговыми установками характеризуется некоторыми особенностями, связанными с принципом действия и конструкцией самих установок.

При подборе установки выбирают такие типоразмеры насоса, электродвигателя с гидрозащитой, кабеля, трансформатора, диаметра НКТ, а также глубину спуска насоса, сочетание которых обеспечивает освоение скважины и необходимую норму отбора ( номинальный дебит ) жидкости из нее в установившемся режиме работы системы скважина - установка при наименьших затратах.

5 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

5.1 Характеристика фонда скважин, оборудованных УЭЦН

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

На 01.01.2002 года эксплуатационный фонд ЦДНГ-1 Южно - Ягунского месторождения составил, 174 скважины. Из эксплуатационного фонда в действии находятся 151 скважина, в бездействии 23 скважины. Из всего эксплуатационного фонда скважины, оборудованные УЭЦН, составляют 137 скважин, а скважины, оборудованные ШГН, составляют 37 скважин.

В простаивающем фонде находятся 6 скважин, оборудованных УЭЦН, скважин оборудованных ШГН в простое нет. Отсюда следует, что на 01.01.2002 года количество скважин, дающих продукцию, составляет 126 скважин оборудованных УЭЦН и 19 скважин оборудованных ШГН. Количество скважин, относящиеся к системе поддержания пластового давления, составляет 56 скважин, из них в простое находится 2 скважины. Из всего фонда ликвидировано 12 скважин и 15 скважин относятся к пьезометрическим. Общий фонд скважин ЦДНГ-1 Южно - Ягунского месторождения составляет 334 скважины.

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

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

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

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

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

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

5.2 Анализ эффективности работы и причины отказов УЭЦН

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

1. старение оборудования скважин;
2. увеличение осложненного фонда скважин;
3. рост малодебитного фонда скважин.

Старение оборудования скважин, в первую очередь сказывается на герметичности НКТ. Из 29 ремонтов ЭЦН, не отработавших гарантийный срок, 3 отказа связано с не герметичностью НКТ. Не герметичности обычно выявляются на НКТ73В, и их характер – отверстия (трещины) по телу. Реальный единственный способ борьбы с этим является замена НКТ на новые.

При работе со скважинами, оборудованными ЭЦН, факторами, осложняющими их эксплуатацию в наших условиях, являются АСПО, механические примеси и солеотложения.

За год фонд ЭЦН, осложненных парафиноотложениями, составляет 74 скважины. Механизм борьбы с ними является механический способ, т.е. спуск механических скребков, но он не совершенен, так как возникают проблемы со скребками, особенно в зимний период (полеты и прихваты) и невозможно их спускать при низких температурах. Для предотвращения полетов скребков, начали внедрять противополетные муфты. В дальнейшем, по мере роста малодебитного фонда скважин проблема парафиноотложений будет усугубляться, и сегодня ясна необходимость отработки других способов по борьбе с данной проблемой.

При эксплуатации скважин на Южно- Ягунском месторождении становится вынос механических примесей. Они влияют в первую очередь на износ рабочих органов. По этой причине в ЦДНГ – 1 отказала одна установка и его наработка на отказ составила 266 суток. В большинстве случаев, это скважины, на которых недавно была проведена оптимизация работы скважины. На данный момент эта проблема решается путем перехода на износостойкое оборудование. Следующая по актуальности проблема при эксплуатации скважин становится солеотложение. Так в течение 2001 года по этой причине по ЦДНГ-1 отказало 2 установки со средней наработкой 174суток. Борются с этой проблемой путем обработок:

* обработка ПЗП;
* закачка ингибитора солеотложения в затрубное пространство рабочей скважины.

Проведем некоторый анализ за 2001 год и выведем основные причины отказов УЭЦН. За 2001 год по причинам отказа УЭЦН подняли 29 установок. Причины отказа были следующими: снижение изоляции, снижение подачи, нет подачи, и по причинам проведения геолого-технических мероприятий. На рисунке 5.1 показаны основные причины подъемов УЭЦН.

Рисунок 5.1 Основные причины подъемов УЭЦН.

Рассмотрим эти отказы более подробно, т.е. из-за чего они возникают.

Снижение изоляции может происходить по следующим причинам: порыв диафрагмы компенсатора, некачественный ремонт гидрозащиты, повреждения кабеля, полеты как по узлам УЭЦН, так и по узлам подвески. Эти причины выясняются непосредственно при смене насоса или при расследовании его, т.е. в процессе его разборки.

Снижение подачи возникает по следующим основным причинам: износ рабочих органов, слом вала, солеотложения, негерметичность НКТ.

### 5.3 Анализ ремонтов УЭЦН не отработавших гарантийный срок

По фонду УЭЦН было произведено 493 ремонтов в т.ч. 206,5 не отработавших гарантийный срок, или 41,89%.( 1998 год -142 ремонтов т.ч. не отработавших гарантийный срок 85 или 59,9%, 1999год - 148 ремонтов в т.ч. не отработавших гарантийный срок 62,5 или 42,2%, 2000 год- 94 ремонтов в т.ч. не отработавших гарантийный срок- 27 или 28,7%, 2001 год – 109 ремонтов в т.ч. не отработавших гарантийный срок – 32 или 29,4%).

На рисунке 5.2 приведены данные по ремонтам скважин и не отработавших гарантийный срок ремонтов по Южно-Ягунскому месторождению ЦДНГ-1.

Рисунок 5.2 Данные по ремонту скважин не отработавшие гарантийный срок

Из рисунка 5.2 видно, что количество скважин не отработавших гарантийный срок в период с 1998 по 2001 год значительно сократилось.

По причинам виновности ремонты по Южно-Ягунскому месторождению ЦДНГ-1 распределились следующим образом:

Таблица 5.1 Распределение ремонтов по вине предприятий

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Структурноеподразделение | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 |
|  | Всего | % | Всего | % | Всего | % | Всего | % |
| УРС | - |  | 13,5 | 21,6 | 8 | 29,6 | 2,5 | 8,6 |
| ЛЭС | 26 | 30,6 | 15,5 | 24,8 | 4 | 14,8 | 6 | 20,6 |
| КЦТБ | 2 | 2,4 | 3 | 4,8 | 1 | 3,7 | 1 | 3,3 |
| ЦДНГ | 43 | 50,6 | 22 | 35,2 | 8 | 29,6 | 14,5 | 46,3 |
| УПНПиКРС | - |  | 1,5 | 2,4 | 1 | 3,7 | 1 | 3,3 |
| Не установлено | 14 | 16,4 | 6 | 9,6 | 3 | 11,1 | 6 | 20 |
| Эксперимент | - |  | 1 | 1,6 | 1 | 3,7 | 1 | 3,3 |
| Всего: | 85 | 100 | 62,5 | 100 | 27 | 100 | 32 | 100 |

Рисунок 5.3 Ремонты не отработавшие гарантийный срок по вине предприятия на Южно-Ягунском месторождении ЦДНГ-1

За рассматриваемый период по НГДУ «Когалымнефть» ЦДНГ-1 произошло уменьшение количества ремонтов не ОГС со 85 до 32.

Анализируя распределение ремонтов по виновности структурных подразделений можно отметить:

По НГДУ "Когалымнефть"ЦДНГ-1 за 12 месяцев 2001 года произведено 14,5 ремонтов УЭЦН не отработавших гарантийный срок. что составляет 46,3% от общего количества ремонтов. Среднемесячная величина по сравнению с 1998 годом уменьшилась на 1,08 и составила 2,42 ремонта в месяц. Выход из строя УЭЦН не ОГС по вине ЦДНГ довольно высок и составляет 46,3 % от общего количества преждевременных ремонтов.

* Уменьшилось количество преждевременных отказов УЭЦН по вине КЦТБ (на 0,17 рем. в месяц), по вине ЛЭС (на 1,76 рем. в месяц).
* Произошло снижение количества преждевременных отказов УЭЦН по вине УРС (на 0,9 рем. в месяц), по вине подрядных организаций (на 0,21 рем. в месяц), по не установленным причинам преждевременных отказов установок УЭЦН (на 0,67 рем в месяц).

Рассматривая ремонты УЭЦН, не отработавших гарантийный срок по разделу ЦДНГ, можно выделить несколько моментов:

Уменьшилось количество преждевременных ремонтов УЭЦН по причине засорениям механическими примесями на 1,5 ремонт в месяц, по причине солеотложения на 1 ремонт в месяц

* Увеличилось количество преждевременных ремонтов УЭЦН по причине ГТМ (на 2 рем. в 2000 году до 11 ремонтов в 2001 ). Общая наработка по проведенным в 2001 году ГТМ на скважинах НОГС составляет 261,7 суток. При подсчете проведения ГТМ получен прирост 143 тонны, в среднем на 1 скважину прирост 20 т/сут.

В целом можно заметить, что количество преждевременных ремонтов в период с 1998 по 2001 год увеличилось в 2 раза, за счет проведения ГТМ на скважинах НОГС. Если рассмотреть количество преждевременных ремонтов без ГТМ, то видно снижение количества ремонтов по вине,как ЦДНГ,так и подрядных организаций.

5.4 Анализ применения УЭЦН Российского производства

Проанализируем работу российских установок разных типоразмеров.В ЦДНГ1 Южно-Ягунского месторождения фонд российских установок значительно превышает фонд импортных. Основными производителями УЭЦН, применяемых в ТПП «КНГ», являются заводы:»Лемаз», «Борец», «Алнас», «Новомет», а также ЗАО «ОП», которое осуществляет ремонт российских установок.

Таблица 5.2 Наработка скважин оборудованных ЭЦН-20

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | ОГС | Cр. нараб. | НОГС | Cр. нараб. |
| 1998 | 4 | 557,8 | 3 | 179,7 |
| 1999 | 1 | 609 | - | - |
| 2000 | - | - | - | - |
| 2001 | - | - | - | - |
|  | 5 | 583,4 | 3 | 179,7 |

Таблица 5.3 Наработка скважин оборудованных ЭЦН-25

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | ОГС | Ср. нараб. | НОГС | Ср.нараб. |
| 1998 | - | - | - | - |
| 1999 | - | - | 3 | 97 |
| 2000 | - | - | 1 | 181 |
| 2001 | 9 | 477,9 | 1 | 31 |
|  | 9 | 477,9 | 5 | 135,3 |

Таблица 5.4 Наработка скважин оборудованных ЭЦН-30

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | ОГС | Cр. нараб. | НОГС | Cр. нараб. |
| 1998 | - | - | - | - |
| 1999 | - | - | - | - |
| 2000 | - | - | 1 | 195 |
| 2001 | 1 | 420 | - | - |
|  | 1 | 420 | 1 | 195 |

Таблица 5.5 Наработка скважин оборудованных ЭЦН-50

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | ОГС | Cр. нараб. | НОГС | Cр. нараб. |
| 1998 | 44 | 477,8 | 108 | 92 |
| 1999 | 69 | 512,4 | 118 | 53,7 |
| 2000 | 74 | 379,2 | 16 | 163,6 |
| 2001 | 66 | 385,4 | 20 | 206,6 |
|  | 253 | 438,7 | 262 | 129 |

Таблица 5.6 Наработка скважин оборудованных ЭЦН-80

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | ОГС | Cр. нараб. | НОГС | Cр. нараб. |
| 1998 | 5 | 508,6 | 2 | 141,5 |
| 1999 | 4 | 638 | 1 | 87 |
| 2000 | 5 | 474,8 | 1 | 31 |
| 2001 | 6 | 474,5 | 6 | 178,7 |
|  | 20 | 524 | 10 | 109,6 |

Таблица 5.7 Наработка скважин оборудованных ЭЦН-125

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | ОГС | Cр. нараб. | НОГС | Cр. нараб. |
| 1998 | - | - | - | - |
| 1999 | - | - | - | - |
| 2000 | - | - | - | - |
| 2001 | 1 | 326 | 1 | 228 |
|  | 1 | 326 | 1 | 228 |

Рисунок 5.4 Анализ наработки отечественных УЭЦН

Из таблиц видно, что самыми применяемыми УЭЦН на фонде ЦДНГ-1 являются ЭЦН-25, ЭЦН-50 и ЭЦН-80. ЭЦН-20 были внедрены 1998 году по всему месторождению на фонде малодебитных скважин, в ЦДНГ-1 работали 8 таких установок, 5 из них отработали гарантийный срок. В настоящее время установки ЭЦН -20 на Южно Ягунском месторождении не работают.

Две установки ЭЦН-30 были внедрены, как эксперимент в 2001г, завод производитель « БОРЕЦ»,эти установки хорошо зарекомендовали себя в зоне малых подач, т.е в левой зоне.

Среди малодебитных УЭЦН наибольшее применение на данный момент имеет Э -25, заводов производителей « Борец», « Новомет». На конец 2001г произошло 10 отказов Э -25, 9 из них отработали гарантийный срок, хотя средняя наработка Э -25 меньше, чем У ЭЦН- 20 И ЭЦН- 30 и составляет 477,9 суток. Сравнение установок данных типоразмеров имеет условный характер, т.к ЭЦН -20 уже не применяются, а ЭЦН -30 только собираются эксплуатировать.

За четыре года на фонде ЦДНГ- 1 по ЭЦН -50 произошло 515 отказов, из них 253 отработали гарантийный срок, средняя наработка составила 438,7 суток и 262 установки не отработали гарантийный срок, средняя наработка по ним составила 129 суток.

Показатели работы ЭЦН- 80 намного лучше, чем у ЭЦН -50, за четыре года на фонде оборудованном УЭЦН- 80 имеется всего 30 отказов, 20 из них отработали гарантийный, средняя наработка составила 109,6 суток. Учитывая то, что количество ЭЦН- 50 и ЭЦН -80 по ЦДНГ- 1 одинаково, на конец 2001 года оно составило 30 и 31 скважина соответственно, следует вывод, что лучше себя зарекомендовали ЭЦН –80.

Стоимость ремонта наиболее применяемых TD - 280 и TD - 450 в ЗАО «ОЙЛПАМП», в среднем равна 26930 тыс. долл. и 37930 тыс. долл. соответственно. В эту стоимость входит тестирование и ремонт установки, ее величина зависит насколько изношен УЭЦН.

Российские установки обходятся значительно дешевле. Так, например, целиком отремонтировать ЭЦН 50 в «ОЙЛПАМП» стоит порядка 201126 тыс. руб.(5830 долл.), а частичный ремонт и тестирование этой же установки стоит около 60000 руб.(1740 долл.) В сравнении новая установка завода «Алнас» стоит 90 000 рублей.

5.5 Анализ применения УЭЦН импортного производства

Проведем анализ работы УЭЦН импортного производства на основании данных о работе насосов эксплуатируемых на месторождениях ТПП «Когалымнефтегаз».

УЭЦН фирмы ESP.

Таблица 5.8 Наработка скважин оборудованных ТД-280

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | ОГС | Cр. нараб. | НОГС | Cр. нараб. |
| 1998 | 1 | 889 | 3 | 185,7 |
| 1999 | 4 | 902 | 4 | 193,3 |
| 2000 | 3 | 611,3 | 4 | 195,5 |
| 2001 | 5 | 482 | 3 | 223,3 |
|  | 13 | 721,1 | 14 | 199,5 |

Таблица 5.9 Наработка скважин оборудованных ТД-450

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | ОГС | Cр. нараб. | НОГС | Cр. нараб. |
| 1998 | 5 | 707,8 | 5 | 35,4 |
| 1999 | 4 | 446,5 | 4 | 35 |
| 2000 | 2 | 700 | 2 | 215 |
| 2001 | 9 | 562,1 | - | - |
|  | 20 | 604,1 | 11 | 95,1 |

Таблица 5.10 Наработка скважин оборудованных ТД-750

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | ОГС | Cр. нараб. | НОГС | Cр. нараб. |
| 1998 | - | - | 1 | 0 |
| 1999 | 2 | 692 | - | - |
| 2000 | - | - | - | - |
| 2001 | - | - | - | - |
|  | 2 | 692 | 1 | 0 |

УЭЦН фирмы Centrilift

Таблица 5.11 Наработка скважин оборудованных FS-300

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | ОГС | Cр. Нараб. | НОГС | Cр. Нараб. |
| 1998 | - | - | 2 | 46 |
| 1999 | - | - | - | - |
| 2000 | - | - | - | - |
| 2001 | - | - | - | - |
|  | - | - | 2 | 46 |

Таблица 5.12 Наработка скважин оборудованных FS-400

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | ОГС | Cр. Нараб. | НОГС | Cр. Нараб. |
| 1998 | - | - | 1 | 255 |
| 1999 | - | - | - | - |
| 2000 | - | - | - | - |
| 2001 | - | - | - | - |
|  | - | - | 1 | 255 |

Таблица 5.13 Наработка скважин оборудованных FS-950

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | ОГС | Cр. Нараб. | НОГС | Cр. Нараб. |
| 1998 | - | - | - | - |
| 1999 | 1 | 679 | - | - |
| 2000 | - | - | - | - |
| 2001 | 1 | 836 | - | - |
|  | 2 | 757,5 | - | - |

УЭЦН фирмы TEMTEX

Таблица 5.14 Наработка скважин оборудованных Е-60

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|   | ОГС | Cр. Нараб. | НОГС | Cр. Нараб. |
| 1998 | 1 | 360 | - | - |
| 1999 | - | - | - | - |
| 2000 | 1 | 1263 | - | - |
| 2001 | - | - | - | - |
|  | 2 | 811,5 | - | - |

Рисунок 5.5 Анализ наработки импортных УЭЦН

В приведенных выше таблицах сравниваются установки импортного производства одинаковых типоразмеров, по наработке на отказ. Общая их наработка на 01.01.2001г. составляет – 898,55 суток. Самыми применяемыми из импортных УЭЦН по фонду ЦДНГ являются ТD-280 и ТD-450. Средняя наработка по TD-280 за четыре года составила: НОГС – 199,5 суток и ОГС – 721,1суток, по TD-450 НОГС- 95,1 суток и ОГС –604,1 суток.

Установки TD –280 опережают по количеству отказов не отработавших гарантийный срок другие типоразмеры импортных УЭЦН по ЦДНГ-1.

За период с 1998 по2001г были демонтированы 27 установок TD-280. Из них 13 (48%) отработали гарантийный срок и 14 (52%) – не отработали гарантийный срок.

Новые установки иностранных производителей за период с 1998 по 2001 год на месторождения ТПП « Когалымнефтегаз» ЦДНГ-1 не внедрялись. Основной причиной, того что все установки импортного производства отработали гарантийный срок, является то, что перед каждым внедрением нового насоса проводилось скрепирование и шаблонирование эксплуатационной колонны, с последующей промывкой. На данный момент работают установки отремонтированные на базе ЛУКойл ЭПУ Сервис. Показатель по наработке импортных отремонтированных установок значительно ниже, чем западных аналогов, но превосходят показатели работы УЭЦН российских производителей.

Из таблицы также видно, что фонд скважин оборудованных ТД-280 и ТД-450 примерно одинаков. По количеству отказов ТД-280 превышает ТД-450, но и наработка по ТД-280 выше, чем ТД-450.Отсюда следует вывод, что неправильным будет выделять из них лучшую установку, так как в целом по ЦДНГ-1 показатели этих установок одинаковые.

5.6 Способы борьбы с осложнениями при эксплуатации УЭЦН

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

1. Для снижения количества подъемов насосных установок по причине не герметичность подвески НКТ рекомендуется менять старую подвеску НКТ на новую и вести учет о количестве произведенных спускоподъемных операций т.к. в основном полеты по узлам подвески происходят из-за старения подвески НКТ, а также повысить качество работы бригад ПРС.
2. Рекомендуется внедрять углепластиковые рабочие органы, которые повышают чистоту поверхности проточных каналов рабочего колеса и повышают гидродинамические характеристики насоса. Также углепластиковые рабочие органы легче в 7 раз чугунных рабочих органов, что понизит вибрацию насоса т.к. вибрация является основной причиной всех видов расчленений.
3. Для борьбы с солеотложениями рекомендуется применять углепластиковые рабочие колеса и обработка скважин ингибиторами солеотложений, например, реагентами типа ТХ – 1312 и ХПС – 001 Когалымского завода химреагентов.
4. При осложнении эксплуатации скважин парафиноотложениями следует применять механический способ борьбы, такой как спуск механических скребков и применять двухступенчатую подвеску УЭЦН.
	1. Подбор оборудования и установление оптимального режима эксплуатации скважин оборудованных УЭЦН

Эксплуатация скважин бес штанговыми насосами занимает на современном этапе развития отечественной нефтедобывающей промышленности особое место. Достаточно сказать, что из основных типов без штанговых установок - установок погружных центробежных электронасосов (УЭЦН), – на долю УЭЦН находится примерно половина всей, добываемой в отрасли, жидкости. Эксплуатация скважин бесштанговыми установками характеризуется некоторыми особенностями, связанными с принципом действия и конструкцией самих установок.

При подборе установки выбирают такие типоразмеры насоса, электродвигателя с гидрозащитой, кабеля, трансформатора, диаметра НКТ, а также глубину спуска насоса, сочетание которых обеспечивает освоение скважины и необходимую норму отбора ( номинальный дебит ) жидкости из нее в установившемся режиме работы системы скважина - установка при наименьших затратах.

Известно множество различных методик подбора погружных электроцентробежных установок как отечественных, так и зарубежных исследователей. Не останавливаясь на рассмотрении существующих методик, отметим, что большинство из них достаточно сложны и требуют применения специальных компьютерных программ.

Излагаемый ниже экспресс - метод подбора УЭЦН базируется на результатах экспериментальных исследований работы УЭЦН и успешно применяется в НГДУ «Когалымнефть» ЦДНГ-1.

## 5.7.1 Расчет оптимального давления на приеме

Одним из важнейших параметров работы УЭЦН является давление на приеме. Заниженное его значение может привести к снижению и даже срыву подачи установки из-за высокого содержания свободного газа на приеме (более 20% по объему). Завышенное давление на приеме означает неоправданно глубокую подвеску установки и вследствие этого дополнительный расход насосно-компрессорных труб, кабеля; увеличение времени спуско-подъемных работ; повышение вероятности обрывов установки, повреждения кабеля и т.д. Поэтому давление на приеме Pпр определяется по следующей схеме: 1) Определяем давление при котором, объемное газосодержание βmax равно 0,2; 2) Если полученное значение меньше минимального [Pпр]мин (с учетом возможного снижения пластового давления), то увеличиваем его до минимального (Pпр = [Pпр]мин = 2,0 МПа).

 Давление на приеме при газосодержании βmax равным 0,2 определяется из системы уравнений:

 , (1)

где Gпр - газовый фактор на приеме, м3/м3;

G0 - газовый фактор при атмосферном давлении, м3/м3;

Pнас - давление насыщения нефти газом, мПа;

B - обводненность, доли ед.;

f - коэффициент разгазирования;

ya - содержание азота при однократном разгазировании, %

## Корректировка паспортной характеристики насосов

Поскольку напорные характеристики насосов нормируются как правило на пресной воде, то при расчетах их необходимо пересчитывать с учетом свойств откачиваемой жидкости (в основном вязкости и газосодержания), т.е. получить скорректированные напорные характеристики установок ЭЦН.

Напорная характеристика УЭЦН H-Q обычно задается по трем точкам в рабочей области (в зоне максимального КПД), т.е. для значений подач Q1, Q2, Q3 задаются соответствующие им значения напоров H1, H2, H3.

Для того, чтобы скорректировать напорную характеристику, необходимо учесть:

1) Изменение объема (усадку) жидкости, Qжпр, м3/м3 при снижении давления от давления на приеме до атмосферного, вычисляется по формуле:

, (2)

где Qж - дебит жидкости скважины (при атмосферном давлении), м3/сут;

B - обводненность, доли ед.;

b - объемный коэффициент нефти;

Pпр - давление на приеме, МПа;

 Pнас - давление насыщения нефти, МПа;

2) Коэффициент подачи от вязкости жидкости,вычисляется по формуле:

, (3)

где v - вязкость жидкости, мПа/с;

Qn - подача паспортная нормированная (на воде), м3/сут;

3) Коэффициент напора от вязкости, вычисляется по формуле:

, (4)

где q =Qжпр/Qn

v - вязкость жидкости, мПа.с;

- дебит жидкости на приеме, м3/сут;

Qn - подача паспортная нормированная (на воде), м3/сут;

4) Коэффициент напора от газосодержания, вычисляется по формуле:

, (5)

где β - объемное газосодержание на приеме;

;

- дебит жидкости на приеме, м3/сут;

Qn - подача паспортная нормированная (на воде), м3/сут;

Далее для ряда значений подач Q1, Q2, Q3 и т.д находим соответствующим им значений подач с учетом усадки по формуле(2) Q1пр, Q2пр, Q3пр. Затем определяем скорректированную напорную характеристику, важно что коэффициенты напора зависят от подачи по формулам(4-5):

 и , (6)

где - скорректированная напорная (H-Q) характеристики УЭЦН.


## Построение гидродинамической характеристики скважины

Физический смысл гидродинамической характеристики (ГДХ) в данной скважине получить заданный дебит.

Очевидно, что напор, необходимый для подъема заданного дебита должен поднимать жидкость с динамического уровня скважины и кроме того, создавать буферное давление.

, (7)

де dP(l) – градиент давления на глубине l с учетом зенитного угла, Па/м (в соответствии с разделом 3);

где Pбуф - буферное (устьевое) давление, Па;

Pпр – давление на приеме, Па;

ρж(l) - плотность жидкости на глубине l, кг/м3;

g - ускорение свободного падения, м/с2;

L – глубина подвески установки, м;

Для того, чтобы построить ГДХ скважины, достаточно найти три ее точки. Если определить максимальный дебит скважины как дебит при котором забойное давление равно 0,7 от давления насыщения (), т.е. , то эти три точки соответственно равны: Q1 = 0,5 Qmax, Q2 = Qmax, Q3 = 1,05Qmax. H1, H2, H3 находят из формулы (7).


## Решение системы "скважина - насосная установка"

Если построить на одном графике ГДХ скважины и рабочий участок напорной характеристики УЭЦН, то становится видно, что решением системы "скважина - насосная установка" является пересечение этих двух кривых. Если же ГДХ скважины не пересекается с рабочим участком напорной характеристики УЭЦН, то данный типоразмер установки не будет работать в оптимальном режиме, т.е. решение системы отсутствует.

Таким образом можно найти решение системы для всех интересующих типоразмеров УЭЦН и выбрать лучший (с точки зрения максимального КПД или максимального дебита) вариант.

Рисунок 5.4 Графическое решение системы "скважина - УЭЦН"

На рисунке 5.4 показан пример графического решения системы "скважина - насосная установка".

Из пересечения кривых определяем дебит Q и H для установки. Это можно сделать не только графическим, но и аналитическим методом. Для аналитического решения необходимо аппроксимировать кривые полиномами с помощью сплайн-интерполяции (для случая, когда кривые построены по 3-м точкам - параболами, т.е. полиномами 2-й степени) и найти их пресечение аналитически (для двух парабол достаточно решить квадратное уравнение).

Аналитическое решение системы «скважина-УЭЦН» возможно численным методом. Решается система из уравнений (6) и (7). При этом итеративно подбирается глубина подвески, затем определяется забойное давление (в соответствии с разделом3), дебит скважины . В результате находим глубину подвески, соответствующую оптимальному давлению на приеме (согласно системы уравнений 1). Далее проверяем кривизну ствола скважины на данной глубине. Если она превышает норматив 3 мин на 10 м, производим увеличение глубины с шагом инклинометрии до тех пор пока не обнаружится участок, соответствующий нормативу кривизны. В том случае если такого участка не существует выбирается участок с наименьшей кривизной.

При этом ограничениями при подборе являются: 1) забойное давление меньше 0,7 давления насыщения; 2) не возможно достичь оптимального давления на приеме; 3) расчетный подача не попадает в рабочую область напорной характеристики УЭЦН.

Таким образом осуществляется подбор типоразмера УЭЦН и расчет его основных технологических характеристик: давления на приеме, глубины подвески, дебита.

# 5.7.2 Метод расчета забойного давления по замеренному уровню

Расчет забойного давления представляет собой достаточно сложную задачу из-за широкого диапазона изменения эксплуатационных условий и физико-химических свойств добываемой продукции. В настоящее время наиболее универсальным методом расчета распределения давления в стволе скважины является метод В.Г.Грона.

Сущность метода заключается в расчете суммарного градиента давления потока газожидкостной смеси (dp/dH), вычисляется по формуле:

(dp/dH) = 10-6 см cos +(dp/dH)тр, (8)

где с.м - плотность газожидкостной смеси, кг/м3;

 - угол отклонения скважины от вертикали, градус;

(dp/dH)тр - градиент потерь на трение, МПа/м.

Плотность газожидкостной смеси определяется по формуле:

см = ж (1-ϕг) + г ϕг,(9)

где ж - плотность жидкой фазы, кг/м3;

г - плотность газовой фазы, кг/м3;

см - плотность газожидкостной смеси, кг/м3;

ϕг - истинное газосодержание в потоке смеси (объемная доля газа в смеси).

Для расчета истинного газосодержания в работе используется Критерий Фруда, зависящий от скорости смеси и корреляционные коэффициенты, учитывающие особенности потока смеси и физические свойства фаз, определяется по формуле:

ϕг = г wсм / wги = г (C1+C2 Frсм-0,5), (10)

где г - объемное расходное газосодержание в потоке смеси;

wсм - средняя приведенная скорость движения смеси, м/с;

wги - средняя истинная скорость газовой фазы, м/с.

Frсм - критерий Фруда.

В то же время было установлено, что при расчетах среднюю относительную скорость газовой фазы в стволе вертикальных девонских скважин Башкирии необходимо принимать равной 2 см/с при обводненности продукции до 40% и 17 см/с при обводненности более 40%. В вертикальных скважинах относительная скорость является функцией обводненности, а в наклонных, в следствие наличия наклонной стенки, пузырьки меняют свою форму и продвигаются вдоль верхней стенки. Изменение формы пузырька оказывает влияние на скорость их подъема, т.е. относительная скорость газовой фазы изменяется в зависимости от угла наклона ствола скважины, причем влияние угла наклона при больших значениях газосодержания возрастает. Впервые выводы работ были обобщены в методике расчета характеристик глубинных скважинных насосов, работающих в наклонно-направленных скважинах.

 Таким образом, чтобы учесть влияние наклона профиля скважины истинное газосодержание следует определять непосредственно используя значения скоростей фаз. Для этого формулу (10) надо записать в следующем виде:

ϕг = г wсм / (wсм +wго) (11)

где wго - средняя относительная скорость газовой фазы, м/с.

Способ определения истинного газосодержания на основе непосредственного использования скоростей фаз был применен для расчета забойного давления на скв. 8677 Николо-Березовской площади НГДУ Арланнефть. Расчетные давления были сравнены с давлениями, полученными глубинным манометром. Расхождение замеренных и расчетных значений сопоставимы с погрешностью измерений (1,3 и 2,1 %).

Градиент потерь на трение в формуле (10) определяется следующим образом

(dp/dH)тр =  w2см см 10-6/(2dвн), (12)

где dвн - внутренний диаметр подъемника, м;

 -коэффициент гидравлического сопротивления для жидкой фазы, движущейся со скоростью смеси и рассчитываемый в зависимости от числа Рейнольдса по жидкой фазе, определяется по формуле:

Reж = w2см dвн ж/ж, (13)

ж - вязкость жидкости, мПа/с.

 = 0,067(158/Reж +2/dвн)0,2,(14)

где  - абсолютная шероховатость внутренней поверхности труб нефтяного сортамента (для, труб не загрязненных отложениями солей, смол и парафина,  = 1,410-5).

## Модель потоков в стволе скважины

Выше приема насоса накапливается нефть, через которую всплывают пузырьки газа, не попавшие в насос. Ниже приема насоса движутся вода, нефть и выделившийся газ. Алгоритм расчета давлений на разных отрезках отличается количеством учитываемых фаз, а также в зависимости от местоположения участка - выше приема насоса он находится или ниже. Необходимо отметить, что у приема насоса происходит скачкообразное изменение количества свободного газа в жидкости, т.к. часть газа уходит в насос вместе с жидкостью, остальной газ попадает в затрубное пространство.

Таким образом расчет забойного давления состоит из двух этапов:

1) Расчет давления на приеме насосной установки. Для этого моделируется всплытие газа в затрубном пространстве.

2) Расчет забойного давления, основанный на рассчитанном значении давления на приеме установки. Для этого рассчитывается распределения давления в стволе скважины по методу В.Г.Грона с непосредственным учетом относительных скоростей фаз.

## 5.7.3 Расчет давления на приеме насосной установки

Давление на приеме находится методом последовательного приближения (итераций) с переменным (адаптивным) шагом. На каждом шаге итерации находится расчетное значение динамического уровня по начальному значению давления на приеме и сравнивается с заданным динамическим уровнем. Затем корректируется начальное заданное значение давления на приеме и так до тех пор пока не будет достигнута заданная точность.

1. Задаются начальным значением давления на приеме. Оно необходимо для того чтобы начать численный расчет, определяемый по формуле:

Pпр0 = н g (Lп-Lд) 10-6 + Pзт. (15)

Объем свободного газа поступающего в затрубное пространство

2. Определяют газовый фактор,G,м3/м3 при давлении P=Pпр0. по формуле:

G = G0 R (D1 (1 + R) - 1),(16)

гдеD1 = 4,06 (н\* г\* - 1.045), (17)

н\*- относительная плотность нефти к воде (плотности воды при 4С и 0,1 МПа) равной 1000 кг/м3);

г\*- относительная плотность газа к плотности воздуха (плотности воздуха при 0С и 0,1 МПа равной 1,293 кг/м3);

R = Log(n) / Log(10 Pнас), (18)

n = P/ Pнас. (19)

3. Приведенная плотность свободного газа при разгазировании, ρгс, кг/м3,на приеме насосной установки (P=Pпр0), определяется по формуле:

гс\* = Шгt (г\* - 0,0036 (1 + R) (105,7 + U1 R)), (20)

где Шгt = 1 + 0,0054 (tпл - 20); (21)

U1 = н\* G - 186; (22)

R = lg(n) / lg(10 Pнас); (23)

n = P / Pнас.

4. Приведенная плотность растворенного газа рассчитывается по формуле:

гр\* = G0 / Г (г\* - гс\* G / G0),

гдеГ = G0 - G - остаточная газонасыщенность, т/м3.

5. Определяют объемный коэффициент нефти при (P=Pпр0), по формуле:

bн = 1 + 1,0733 н\*  0,001 \* Г - 6,5 10-4 P, (24)

где  = 3,54 (1,2147 - н\*) + 1,0337 гр\* +

+ 5,581 н\* (1 - 1,61 \* н\* 0,001 Г) 0.001 Г \*(25)

1. Дебит жидкости на приеме рассчитывается по формуле:

 Qж = Qж0 (1 - B) bн + Qж0 \* B. (26)

1. Рассчитывают объем свободного газа Vг,м3 на приеме насосной установки, приведенный к стандартным условиям при P=Pпр0. по формуле:

Vг = G (1 - B) Qж z P0 Tпл / (P пр0 T0), (27)

где z - коэффициент сверхсжимаемости (принимается равным 1);

P0 - стандартное давление равное 0,1 мПа;

Т0 - стандартная температура равная 293К (20С).

8. Относительную скорость газа wг определяем следующим образом.

Для вертикальных скважин:

wг0 = 2 см/с, при B ≤ 0,4,

wг0 = 17 см/с при B > 0,4.

Для наклонных скважин по таблице 2, в которой задано увеличение скорости газа при наклоне ствола 45 относительно вертикального ствола при различных газосодержаниях. Для углов от 0 до 45 и значения линейно интерполируются.

Таблица 5.14 Газосодержание

|  |  |
| --- | --- |
| Газосодержание | Wг45/wг0 |
| 0 | 1 |
| 0,1 | 1,07 |
| 0,2 | 1,14 |
| 0,25 | 1,4 |
| 0,3 | 1,6 |
| 0,35 | 1,8 |
| 0,4 | 1,96 |

9. Определяют коэффициент сепарации, Кс свободного газа на приеме насосной установки, по формулам:

Для скважинного штангового насоса:

Kс = K0/[1+1,05Qж/(wг Fэк)],(28

где K0 - коэффициент сепарации свободного газа на режиме нулевой подачи, определяемый по формуле: K0 = 1 - (dт/Dэк)2; (29)

Fэк - площадь поперечного сечения эксплуатационной колонны, м2.

Для центробежного электронасоса

Kс = 1/[1+1,05Qж/(wг fз')], (30)

где fз' - площадь кольцевого зазора между эксплуатационной колонной и погружным насосом, м2.

fз' =  (Dэк2-dн2)/4. (31)

1. Объем свободного газа, поступающего в затрубное пространство, рассчитывается по формуле:

Vгз = Vг Kс. (32)

Расчет динамического уровня при Pпр0

Находим распределение давления, газосодержания и плотностей в затрубе.

Расчет ведется снизу-вверх. Начальное давление P = Pпр0. Начальное значение Lдин0 = Lподв.

1. Истинное газосодержание в затрубном пространстве при давлении P, определяется по формуле:

г = Vгз Pпр0 / P / w0 / fз, (33)

где fз - площадь межтрубного пространства, м2:

fз =  (Dэк2-dт2)/4. (34)

2. Плотность газа всплывающего в затрубном пространстве при давлении P, рассчитывается по формуле:

гз = г P T0/ (P0 Tпл), (35)

3. Плотность газожидкостной смеси в затрубном пространстве давлении P, рассчитывается по формуле:

см з = гз г + н (1 - г). (36)

4. Градиент давления давлении P, определяется по формуле:

(dP/dH)=см з  g cos() 10-6 (37)

5. Уменьшаем глубину на значение шага H (оптимальное с точки зрения точности и времени расчета - 5 м).

6. Находим новое значение P уменьшая его на значение P, по формуле:

P = (dP/dH) H. (38)

7. Возвращаемся к пункту 1 раздела 5.7.3

Цикл расчета динамического уровня ведется до тех пор когда: а) значение истинного газосодержания по рассчетам пункта 1 (согласно раздела 5.7.3) становится равным и больше единицы; б) текущее значение давления P равным или меньше атмосферного (0,1 МПа); в) уровень на этапе 5 согласно раздела 5.7.3 уменьшился до нуля.

Полученное на этапе 5 раздела 5.7.3 последнее значение и будет динамическим уровнем при давлении на приеме равном Pпр0.

Значение динамического уровня Lд0 полученное при первой итерации (т.е. при Pпр0, рассчитанном в пункте 1 согласно раздела 5.7.2. ) будет при наличии свободного газа на приеме меньше заданного Lд. Поэтому давление Pпр0 уменьшают и возвращаются к пункту 2 раздела 5.7.3. Значение шага Pпр0 определяется необходимой точность расчета давления, как правило это Pпр0 = 0,1 МПа (1 атм). Можно также использовать переменный шаг для ускорения расчетов: Pпр0 = 0,05 (Lд - Lд0) н g г10-6. Расчеты продолжают до тех пор пока расчетное значение динамического уровня Lд0 на очередной итерации станет равно или несколько больше (это зависит от значение шага Pпр0 ) заданного Lд.

Полученной таким образом Pпр0 и будет являться расчетным давлением на приеме насосной установки при заданном динамическом уровне Lд.

## 5.7.4 Расчет забойного давления

При расчете забойного давления используется давление на приеме полученное в предыдущем разделе. Расчет ведется сверху-вниз от глубины подвески установки до забоя (верхних дыр перфорации).

Начальное давление P = Pпр0. Начальное значение L = Lп.

1. Определяем газовый фактор G, объем свободного газа Vг, плотности свободного (гс\*) и растворенного (гр\*) газов, остаточную газонасыщенность (Г), объемный коэффициент нефти (bн) и дебит жидкости (Qж) при давлении P (по формулам 16-27 согласно раздела 5.7.3. ) алгоритма расчета давления на приеме).

2. Находим расходное объемное газосодержание при данном давлении P, по формуле:

г = Vг / (Vг +Qж). (39)

3. Определяется относительная скорость газовой фазы (см пункт 8 раздела 5.7 алгоритма расчета давления на приеме).

4. Скорость смеси определяется по формуле:

wсм=4(Qж+Vг)/(Dэк2).

5. Истинное газосодержание определяется по формуле:(40)

ϕг = г wсм / (wсм +wго). (41)

6. Приведенная плотность газонасыщенной нефти определяется по формуле:

нг\* = н\*/bн(1+ 1,293гр\*10-3 Г). (42)

7. Плотность жидкости определяется по формуле:

ж = н (1 - B)+в B. (43)

8. Плотность газожидкостной смеси рассчитывается по формуле:

см = ж (1-ϕг) + г ϕг.(44)

9. Вязкость нефти при при пластовой температуре определяется по формуле:

нпл = 1 / c (c н20)A,(45)

где

b=2,5210-3 1/C, c=10 при н20 >1000,

b=1,4410-3 1/C, c=100 при 10 ≤ н20 ≤1000,

b=0,7610-3 1/C, c=1000 при н20 <10;

A=1/( 1+b(tпл-20)lg(cн20) ). (46)

10. Вязкость газонасыщенной нефти определяется по формуле:

нг=AнплB,(47)

где

A = exp(-87,24 10-4 Г\* + 12,9 10-6 (Г\*)2); (48)

B = exp(-47,11 10-4 Г\* + 8,3 10-6 (Г\*)2); (49)

Г\* - газонасыщенность нефти объемная при 15С и атмосферном давлении в м3/м3, которая вычисляется следующим образом, по формуле:

Г\* = 0,983 (1+5 н ) н G0 10-3, (50)

где н = 10-3 2,638 (1,169-н\*) при 0,78≤ н≤0,86, (51)

н = 10-3 1,975 (1,272-н\*) при 0,86< н≤0,96; (52)

10. Вязкость водонефтяной эмульсии

Находим критическую скорость, по формуле:

wкр = 0,064 56B (g Dэк)1/2 (53)

Если обводненность B ≤ 0,5 и скорость смеси wсм > wкр, то тип эмульсии - "вода в нефти" и расчет вязкости ведется так:

Вычисляется скорость сдвига эмульсии по формуле:

wсд = 8 wсм / Dэк, (54)

Параметр А, учитывающий влияние скорости сдвига на вязкость, определяется по формуле:

A = (1 + 20 B2) / wсд 0,48 B (55)

Если A>1, то см = A нг (1 + 2,9 B) / (1 - B). (56)

Если A≤1, то см = нг (1 + 2,9 B) / (1 - B). (57)

Если обводненность B > 0,5 или скорость смеси wсм < wкр, то тип эмульсии - "нефть в воде" и расчет вязкости ведется так:

см = вод 103.2 \* (1 - B). (58)

11. Число Рейнольдса по жидкой фазе определяется по формуле:

Reж=wсм2Dэкж/см (59)

12. Коэффициент гидравлического сопротивления для жидкой фазы, определяется по формуле:

 = 0,067(158/Reж +2/Dэк)0,2, (6о)

где  - абсолютная шероховатость внутренней поверхности труб нефтяного сортамента (для, труб не загрязненных отложениями солей, смол и парафина,  = 1,410-5).

13. Градиент потерь давления на трение, рассчитывается по формуле:

(dp/dH)тр =  w2см см 10-6/(2Dэк). (61)

14. Суммарный градиент давления, определяется по формуле:

(dp/dH) = 10-6 см cos +(dp/dH)тр. (62)

15. Увеличиваем глубину на значение шага H (оптимальное с точки зрения точности и времени расчета - 5 м).

16. Находим новое значение P прибавляя к нему значение P.

P = (dP/dH) H. (63)

17. Возвращаемся к пункту 1.раздела

18. Расчет продолжаем до тех пор пока текущая глубина достигнет значения Lскв. Соответствующее этой глубине давление P будет равно забойному давлению.

На основании методики подбора оборудования и установления оптимального режима на скважинах были выполнены мероприятия по увеличению добычи нефти, путем увеличение прозводительности УЭЦН. Данные указаны в таблице № 5.15

Таблица 5.15 Мероприятия по увеличению добычи нефти по фонду скважин Южно –Ягунского месторождения ЦДНГ-1

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Куст | скв | Насос | НДин | Р дин | м3\с | % | т\с | Мероприятия | м3\с | % | т\с | Прирост |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 121 | 5060 | Э-50 | 665 | 6 | 30 | 10 | 23 | см.Э-50\*Э-80,пром.забоя | 100 | 42 | 50 | 27 |
| 121 | 5059 | Э-50 | 602 | 6 | 87 | 1 | 74 | см.Э-50\*Э-80,пром.забоя | 97 | 4 | 80 | 6 |
| 132 | 1478 | Э-50 | 516 | 14 | 70 | 78 | 8 | см.Э-50\*Э-80,пром.забоя | 118 | 81 | 19 | 11 |
| 127 | 5020 | ТД450 | 611 | 1 | 45 | 3 | 37 | см.ТД450\*Э-60пром.забоя | 88 | 4 | 72 | 35 |
| 127 | 5021 | Э-50 | 608 | 14 | 87 | 71 | 22 | см.Э-50\*Э-80,пром.забоя | 108 | 67 | 30 | 8 |
| 133 | 1452 | НВ29 | 461 | 2 | 4 | 56 | 1 | см.НВ29\*НН44,пром.забоя | 17 | 89 | 2 | 1 |
| 236 | 5099 | FS950 | 998 | 0,2 | 150 | 2 | 126 | см.FS950\*Э-160,пром.забоя | 182 | 4 | 149 | 23 |
| 24 | 465 | Э-25 | 184 | 1 | 34 | 81 | 5 | см.Э-25\*Э-50,пром.забоя | 75 | 83 | 11 | 6 |

### Продолжение таблицы 5.15

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 120 | 5056 | ТД750 | 950 | 23 | 106 | 58 | 38 | см.ТД750\*Э125,пром.забоя | 153 | 56 | 58 | 20 |
| 120 | 5072 | Э-50 | 501 | 7 | 70 | 41 | 35 | см.Э-50\*Э-80,пром.забоя | 113 | 44 | 54 | 19 |
| 133 | 1508 | Э-50 | 788 | 19 | 77 | 14 | 57 | см.Э-50\*Э-80,пром.забоя | 119 | 7 | 95 | 38 |
| 240 | 5128 | НН44 | 643 | 0,3 | 8 | 18 | 6 | см.НН44\*Э-25,пром.забоя | 28 | 23 | 18 | 12 |
| 135 | 437 | Э-50 | 715 | 4 | 60 | 93 | 3 | см.Э-50\*Э-80,пром.забоя | 97 | 91 | 7 | 4 |
| 129 | 1456 | Э-80 | 0 | 8 | 125 | 46 | 57 | см.Э-80\*Э-125,пром.забоя | 135 | 46 | 62 | 5 |
| 140 | 1539 | Э-25 | 1538 | 32 | 21 | 43 | 10 | см.Э-25\*Э-50,пром.забоя | 56 | 43 | 27 | 17 |
| 120 | 5070 | ТД280 | 497 | 12 | 38 | 75 | 8 | см.ТД280\*Э-60,пром.забоя | 70 | 75 | 15 | 7 |

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | Технологический расчет на внедрение УЭЦН |  |
|  | на скважине 1508 куста 133 Южно-Ягунского мест-я |  |
|

|  |
| --- |
|  |

 |  |  |  |
|  | Исходные данные |  |  |
|  | Пластовое давление, Р пл. атм. | 212 |  |
|  |  |  |  |
|  | Давление насыщения, Р нас. атм.  | 14 |  |
|  |  |  |  |
|  | Давление коллектора, Р кол. атм.  | 23 |  |
|  |  |  |  |
|  | Верхняя точка перфорации Н перф, м | 2505 |  |
|  |  |  |  |
|  | Глубина верхней точки перфорации по вертикали Н кр, м | 2360 |  |
|  |  |  |  |
|  | Дебит скважины по жидкости Q ж, куб.м/сут. | 75 |  |
|  |  |  |  |
|  | Обводненность В,% | 10 |  |
|  |  |  |  |
|  | Удельный вес нефти н, г/см3 | 0,85 |  |
|  |  |  |  |
|  | Удельный вес воды в, г/см3 | 1,014 |  |
|  |  |  |  |
|  | Удельный вес пластовой жидкости ж, г/см3 | 0,87 |  |
|  |  |  |  |
|  | Динамический уровень Н дин, м | 886 |  |
|  |  |  |  |
|  | Затрубное давление Р затр, атм | 14 |  |
|  |  |  |  |
|  | Глубина спуска насоса Н учт., м | 1820 |  |
|  |  |  |  |
|  | Проектируемый отбор жидкости Q пр, м3/сут. | 110 |  |
|  |  |  |  |
|  | Потери напора в НКТ h тр, м | 100 |  |
|  |  |  |  |

ВЫВОД

1. Из всего фонда скважин 63% приходится на скважины, оборудованных УЭЦН, а 37% фонда оборудованных установками ШГН. Средний дебит по жидкости скважин, оборудованных УЭЦН, составляет 83м3/сут, а средний дебит по жидкости скважин, оборудованных ШГН, составляет 15,0м3/сут. Из выше изложенного следует, что значительная добыча нефти приходится на скважины, оборудованные УЭЦН, то работы, связанные с повышением эффективности этих установок, являютсякрайне актуальными.
2. Выполнен анализ эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, на Южно-Ягунском месторождении. Результаты анализа показали, что основными причинами аварийности установок являются:
* старение оборудования;
* увеличение осложненного фонда (механические примеси, парафиноотложения, солеотложения, рост обводненности продукции скважин);
* рост малодебитного фонда.

Средний МРП по скважинам, оборудованным УЭЦН, составляет 435суток.

### А также был проведен анализ ремонтов УЭЦН не отработавших гарантийный срок. Результаты показали ( рисунка 5.2 ), что количество скважин не отработавших гарантийный срок в период с 1998 по 2001 год значительно сократилось за счет общего количества ремонтов, а также за счет совершенствования расчетов по подбору оборудованию, повышения качества монтажа установки и спуска её с учетом кривизны скважины, газовым фактором и т.д.

3. Для борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин, оборудованных

 УЭЦН, рекомендуется проведение следующих мероприятий:

* применение износостойких, антикоррозионных рабочих органов

 в насосных установок, в частности углепластиковых;

* обработка скважин ингибиторами солеотложений, парафиноотложений и применение рабочих органов насосов со специальным покрытием или выполненных из специальных материалов;
* применение поднасосных газосепараторов и диспергаторов;
* применение механических скребков для борьбы с

 парафиноотложениями.

4. Для повышения эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, необходима оптимизация режимов их работы. Анализ этих режимов показал, что по большинству скважин наблюдаются завышенные глубины спуска ЭЦН.

1. Выполнены расчеты по оптимизации режимов работы скважин 1508/133, оборудованной УЭЦН. Результаты расчета показали, что только за счет оптимизации режимов работы этой скважин можно получить увеличение дебита нефти и за счет уменьшения глубины спуска ЭЦН сэкономить НКТ и кабель.

6. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.

6.1 Оптимизация режима работы скважин

Процесс оптимизации включает в себя выявление фонда скважин для проведения технологических мероприятий по оптимизации режимов работы скважин и оборудования, подбор УЭЦН к скважинам, выдачу и внедрение рекомендаций.

Критериями оптимизации скважин, оборудованных УЭЦН, являются прирост добычи нефти и увеличение межремонтного периода работы скважин.

Одной из важнейших задач оптимизации работы скважины является правильный выбор соответствующего типоразмера для смены предыдущего насоса и для конкретных условий эксплуатации каждой скважины, т.к. это в конечном итоге, определяет экономическую эффективность подъема продукции скважины на поверхность.

При оптимизации режима работы скважины производят смену насоса УЭЦН с меньшего на больший типоразмер. Подбор производят исходя из существующих параметров вручную или с помощью компьютера.

На Южно-Ягунском месторождении ЦДНГ-1 было выполнено 18 оптимизаций режима работы скважин, оборудованных УЭЦН. Произведем экономический расчет полученного прироста добычи нефти на скважине 1508 куст 133. Расчетный период примем - 12 месяцев 2003 года.

Таблица 6.1 Исходные данные для расчета НПДН и ЧТС.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Показатели | Ед. измерения | Абсолютныезначения |
| 1. | Объем внедрения | Скважина | 1 |
| 2. |  Дополнительная добыча нефти | Тыс. тонн | 13,87 |
| 3. | Цена нефти (за 1т.) | Руб. | 1468 |
| 4. | Стоимость одного ремонта | Тыс. руб. | 105 |
| 6. | Условно-переменные затраты на добычу 1т нефти | % | 42 |
| 7. | Себестоимость добычи 1тонны нефти  | Руб. | 835 |
| 8. | Налог на прибыль | % | 24 |
| 9. | Коэффициент инфляции | % | 14 |
| 10. | Ставка дисконта | % | 10 |

6.2 Расчет потока денежной наличности от применения НТП.

Основным показателем оценки мероприятия НТП является поток денежной наличности за расчетный период.

Прирост потока денежной наличности на всех этапах мероприятия определяется по формуле:

# ΔПДНt =ΔВt-ΔИt-Кt-ΔНt., ( 6.1 )

где ΔВt – прирост выручки от проведения мероприятий в t-ом году, тыс.руб.

ΔИt – прирост текущих затрат в t-ом году, тыс.руб.

К t– капитальные затраты в t-ом году связанные с проведением мероприятия, тыс.руб.

ΔНt – прирост величины налоговых выплат в t-ом году, тыс.руб.,

Прирост выручки (Вt) может быть вызван либо увеличением обьема реализации нефти и газа

По мероприятию, связанному с увеличением добычи равна:

 ΔВ(Q)t = ΔQt \* Цt, ( 6.2 )

где Цt – цена нефти за расчетный период, тыс.руб. / т.

Дополнительные текущие затраты по мероприятию НТП можно расчитать следующим образом

ΔИt – текущие издержки в году t,

ΔИt = Идопt + Имерt, ( 6.3 )

где Идопt – текущие затраты на дополнительную добычу,тыс.руб.

 Имерt – текущие затраты в t-ом году на проведение работ по реализации мероприятия, тыс.руб.

Имерt = Ср \*n, ( 6.4 )

где Ср – стоимость одного ремонта

n – количество оптимизаций.

Идопt = ΔQt \* Упер., ( 6.5 )

где Упер. – условно-переменные затраты, тыс.р/т.,

К – капитальные затраты за расчетный период,т.руб.(К=0)

Все затраты и результаты, осуществляемые в разные годы, должны приводиться к одному расчетному году ( tр ), в качестве которого берется год,предшествующий технологическому эффекту. Для этого применяют коэффициент дисконтирования:

tр – t

d=( 1+Ен.п. ), ( 6.6 )

где Ен.п. – нормативный коэффициент приведения.

t р – расчетный год, к которому приводятся затраты и результаты.

Чистую прибыль рассчитываем по формуле:

Пчис. = Пвал. – налоги.

# Где Пвал. – прирост прибыли от реализации дополнительной добычи

Налоги - - 24 % от реализации.

Прирост накопленного потока денежной наличности (ΔНПДН) определяется за все годы расчетного периода:

 ΔНПДН =ПДНк

где t -тек. год

t Т

Т - расчетный период по мероприятиям НТП.

К - годы, предшествующие текущему году включительно

ΔПДНк-прирост потока денежной наличности в к-том году, тыс.руб.

Поскольку результаты и затраты осуществляются в различные периоды времени,то применяется процедура дисконтирования потоков с целью приведения их по фактору времени. В качестве расчетного года выбирается год, предшествующий технологическому эффекту. Расчет коэффициента дисконтирования производится по формуле указанной выше. Приросты дисконтированных потоков денежной наличности (ΔДПДНt) и чистой текущей стоимости (ΔЧТСt) определяются по следующим формулам:

ΔДПДНt =ΔПДНt \* at

ЧТСt=ДПДНк

Исходные данные для расчетов НПДН и ЧТС представлены в таблице № 6.1.

Согласно этой методике все расчеты представлены в таблице 6.2.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  Таблица 6.2 Расчет экономической эффективности от проведения оптимизации в НГДУ « Когалымнефть» ЦДНГ-1 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| №  | Показатели | Ед. изм | Месяцы 2003 г. |
|   |   |   | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь |
| 1 | Фонд скважин | Скв. | 1 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 2 | Дополнительная добыча | тыс.т. | 1,178 | 1,064 | 1,178 | 1,140 | 1,178 | 1,140 | 1,178 | 1,178 | 1,140 | 1,178 | 1,140 | 1,178 |
| 3 | Прирост выручки | тыс.руб. | 1729,3 | 1561,952 | 1729,304 | 1673,52 | 1729,304 | 1673,52 | 1729,304 | 1729,304 | 1673,52 | 1729,304 | 1673,52 | 1729,304 |
| 4 | Текущие затраты, в т.ч. | тыс.руб. | 518,12 | 373,14 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 399,80 | 413,12 |
| 4.1. | Затраты на доп.добычу | тыс.руб. | 413,12 | 373,14 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 399,80 | 413,12 |
| 4.2. | Затраты на оптимизацию | тыс.руб. | 105,00 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 5 | Налог на прибыль | тыс.руб. | 290,68 | 285,31 | 315,88 | 305,69 | 315,88 | 305,69 | 315,88 | 315,88 | 305,69 | 315,88 | 305,69 | 315,88 |
| 6 | Поток денежной наличности | тыс.руб. | 920,5 | 903,49 | 1000,30 | 968,03 | 1000,30 | 968,03 | 1000,30 | 1000,30 | 968,03 | 1000,30 | 968,03 | 1000,30 |
| 7 | НПДН | тыс.руб. | 920,5 | 1823,99 | 2824,29 | 3792,31 | 4792,61 | 5760,64 | 6760,94 | 7761,23 | 8729,26 | 9729,56 | 10697,59 | 11697,88 |
| 8 | Коэф.дисконтирования |   | 1,0 | 0,998 | 0,994 | 0,99 | 0,985 | 0,98 | 0,97 | 0,96 | 0,95 | 0,945 | 0,94 | 0,93 |
| 9 | ДПДН | тыс.руб. | 920,5 | 901,69 | 994,29 | 958,35 | 985,29 | 948,67 | 970,29 | 960,28 | 919,63 | 945,28 | 909,95 | 930,28 |
| 10 | ЧТС | тыс.руб. | 920,5 | 1822,18 | 2816,48 | 3774,83 | 4760,12 | 5708,79 | 6679,07 | 7639,36 | 8558,99 | 9504,27 | 10414,21 | 11344,49 |

Рисунок 6.1 Профиль накопленного потока денежной наличности и чистой текущей стоимости

6.2 Анализ чувствительности проекта к риску

Поскольку проекты в нефтегазодобывающем производстве имеют определенную степень риска, связанную с природными факторами и рыночными, то необходимо провести анализ чувствительности каждого варианта проекта.

Для анализа чувствительности выбираем интервал наиболее вероятного диапазона изменения каждого фактора:

* дополнительная добыча (-30%; +10%),
* цены на нефть (-20%; +20%),
* текущие затраты (-10%; +10%),
* налоги (-20%; +20).

Для каждого фактора определяем зависимость: ЧТС(Qд.д.); ЧТС(Ц); ЧТС(И); ЧТС(Н). Результаты расчетов приведены в таблицах 6.3 – 6.10.

Таблица 6.3 Изменение ЧТС от дополнительной добычи -30 %

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| №  | Показатели | Ед. изм | Месяцы 2003 г. |
|   |   |   | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь |
| 1 | Фонд скважин | Скв. | 1 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 2 | Дополнительная добыча | тыс.т. | 0,825 | 0,745 | 0,825 | 0,798 | 0,825 | 0,798 | 0,825 | 0,825 | 0,798 | 0,825 | 0,798 | 0,825 |
| 3 | Прирост выручки | тыс.руб. | 1210,51 | 1093,37 | 1210,51 | 1171,46 | 1210,51 | 1171,46 | 1210,51 | 1210,51 | 1171,46 | 1210,51 | 1171,46 | 1210,51 |
| 4 | Текущие затраты, в т.ч. | тыс.руб. | 394,19 | 261,20 | 289,19 | 279,86 | 289,19 | 279,86 | 289,19 | 289,19 | 279,86 | 289,19 | 279,86 | 289,19 |
| 4.1. | Затраты на доп.добычу | тыс.руб. | 289,19 | 261,20 | 289,19 | 279,86 | 289,19 | 279,86 | 289,19 | 289,19 | 279,86 | 289,19 | 279,86 | 289,19 |
| 4.2. | Затраты на оптимизацию | тыс.руб. | 105,00 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 5 | Налог на прибыль | тыс.руб. | 195,92 | 199,72 | 221,12 | 213,99 | 221,12 | 213,99 | 221,12 | 221,12 | 213,99 | 221,12 | 213,99 | 221,12 |
| 6 | Поток денежной наличности | тыс.руб. | 620,41 | 632,45 | 700,21 | 677,62 | 700,21 | 677,62 | 700,21 | 700,21 | 677,62 | 700,21 | 677,62 | 700,21 |
| 7 | НПДН | тыс.руб. | 620,41 | 1252,85 | 1953,06 | 2630,68 | 3330,89 | 4008,51 | 4708,72 | 5408,92 | 6086,54 | 6786,75 | 7464,37 | 8164,58 |
| 8 | Коэф.дисконтирования |   | 1,00 | 0,998 | 0,994 | 0,99 | 0,985 | 0,98 | 0,97 | 0,96 | 0,95 | 0,945 | 0,94 | 0,93 |
| 9 | ДПДН | тыс.руб. | 620,41 | 631,18 | 696,01 | 670,84 | 689,70 | 664,07 | 679,20 | 672,20 | 643,74 | 661,70 | 636,96 | 651,19 |
| 10 | ЧТС | тыс.руб. | 620,41 | 1251,59 | 1947,59 | 2618,44 | 3308,14 | 3972,21 | 4651,41 | 5323,61 | 5967,35 | 6629,05 | 7266,01 | 7917,20 |

Таблица 6.4 Изменение ЧТС от дополнительной добычи +10 %

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| №  | Показатели | Ед. изм | Месяцы 2003 г. |
|   |   |   | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь |
| 1 | Фонд скважин | Скв. | 1 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 2 | Дополнительная добыча | тыс.т. | 1,296 | 1,170 | 1,296 | 1,254 | 1,296 | 1,254 | 1,296 | 1,296 | 1,254 | 1,296 | 1,254 | 1,296 |
| 3 | Прирост выручки | тыс.руб. | 1902,23 | 1718,15 | 1902,23 | 1840,87 | 1902,23 | 1840,87 | 1902,23 | 1902,23 | 1840,87 | 1902,23 | 1840,87 | 1902,23 |
| 4 | Текущие затраты, в т.ч. | тыс.руб. | 559,44 | 410,46 | 454,44 | 439,78 | 454,44 | 439,78 | 454,44 | 454,44 | 439,78 | 454,44 | 439,78 | 454,44 |
| 4.1. | Затраты на доп.добычу | тыс.руб. | 454,44 | 410,46 | 454,44 | 439,78 | 454,44 | 439,78 | 454,44 | 454,44 | 439,78 | 454,44 | 439,78 | 454,44 |
| 4.2. | Затраты на оптимизацию | тыс.руб. | 105,00 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 5 | Налог на прибыль | тыс.руб. | 322,27 | 313,85 | 347,47 | 336,26 | 347,47 | 336,26 | 347,47 | 347,47 | 336,26 | 347,47 | 336,26 | 347,47 |
| 6 | Поток денежной наличности | тыс.руб. | 1020,53 | 993,84 | 1100,33 | 1064,83 | 1100,33 | 1064,83 | 1100,33 | 1100,33 | 1064,83 | 1100,33 | 1064,83 | 1100,33 |
| 7 | НПДН | тыс.руб. | 1020,53 | 2014,37 | 3114,69 | 4179,53 | 5279,85 | 6344,68 | 7445,01 | 8545,34 | 9610,17 | 10710,49 | 11775,33 | 12875,65 |
| 8 | Коэф.дисконтирования |   | 1,00 | 0,998 | 0,994 | 0,99 | 0,985 | 0,98 | 0,97 | 0,96 | 0,95 | 0,945 | 0,94 | 0,93 |
| 9 | ДПДН | тыс.руб. | 1020,53 | 991,86 | 1093,72 | 1054,18 | 1083,82 | 1043,53 | 1067,32 | 1056,31 | 1011,59 | 1039,81 | 1000,94 | 1023,30 |
| 10 | ЧТС | тыс.руб. | 1020,53 | 2012,38 | 3106,11 | 4160,29 | 5244,11 | 6287,64 | 7354,96 | 8411,27 | 9422,86 | 10462,67 | 11463,61 | 12486,92 |

Таблица 6.5 Изменение ЧТС от цены -20 %

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| №  | Показатели | Ед. изм | Месяцы 2003 г. |
|   |   |   | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь |
| 1 | Фонд скважин | Скв. | 1 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 2 | Дополнительная добыча | тыс.т. | 1,178 | 1,064 | 1,178 | 1,140 | 1,178 | 1,140 | 1,178 | 1,178 | 1,140 | 1,178 | 1,140 | 1,178 |
| 3 | Прирост выручки | тыс.руб. | 1383,44 | 1249,56 | 1383,44 | 1338,82 | 1383,44 | 1338,82 | 1383,44 | 1383,44 | 1338,82 | 1383,44 | 1338,82 | 1383,44 |
| 4 | Текущие затраты, в т.ч. | тыс.руб. | 518,12 | 373,14 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 399,80 | 413,12 |
| 4.1. | Затраты на доп.добычу | тыс.руб. | 413,12 | 373,14 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 399,80 | 413,12 |
| 4.2. | Затраты на оптимизацию | тыс.руб. | 105,00 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 5 | Налог на прибыль | тыс.руб. | 207,68 | 210,34 | 232,88 | 225,36 | 232,88 | 225,36 | 232,88 | 232,88 | 225,36 | 232,88 | 225,36 | 232,88 |
| 6 | Поток денежной наличности | тыс.руб. | 657,64 | 666,08 | 737,44 | 713,65 | 737,44 | 713,65 | 737,44 | 737,44 | 713,65 | 737,44 | 713,65 | 737,44 |
| 7 | НПДН | тыс.руб. | 657,64 | 1323,72 | 2061,16 | 2774,81 | 3512,26 | 4225,91 | 4963,35 | 5700,79 | 6414,45 | 7151,89 | 7865,54 | 8602,99 |
| 8 | Коэф.дисконтирования |   | 1,00 | 0,998 | 0,994 | 0,99 | 0,985 | 0,98 | 0,97 | 0,96 | 0,95 | 0,945 | 0,94 | 0,93 |
| 9 | ДПДН | тыс.руб. | 657,64 | 664,74 | 733,02 | 706,52 | 726,38 | 699,38 | 715,32 | 707,94 | 677,97 | 696,88 | 670,83 | 685,82 |
| 10 | ЧТС | тыс.руб. | 657,64 | 1322,39 | 2055,40 | 2761,92 | 3488,30 | 4187,68 | 4903,00 | 5610,95 | 6288,92 | 6985,80 | 7656,63 | 8342,46 |

Таблица 6.6 Изменение ЧТС от цены +20 %

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| №  | Показатели | Ед. изм | Месяцы 2003 г. |
|   |   |   | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь |
| 1 | Фонд скважин | Скв. | 1 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 2 | Дополнительная добыча | тыс.т. | 1,178 | 1,064 | 1,178 | 1,140 | 1,178 | 1,140 | 1,178 | 1,178 | 1,140 | 1,178 | 1,140 | 1,178 |
| 3 | Прирост выручки | тыс.руб. | 2075,16 | 1874,34 | 2075,16 | 2008,22 | 2075,16 | 2008,22 | 2075,16 | 2075,16 | 2008,22 | 2075,16 | 2008,22 | 2075,16 |
| 4 | Текущие затраты, в т.ч. | тыс.руб. | 518,12 | 373,14 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 399,80 | 413,12 |
| 4.1. | Затраты на доп.добычу | тыс.руб. | 413,12 | 373,14 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 399,80 | 413,12 |
| 4.2. | Затраты на оптимизацию | тыс.руб. | 105,00 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 5 | Налог на прибыль | тыс.руб. | 373,69 | 360,29 | 398,89 | 386,02 | 398,89 | 386,02 | 398,89 | 398,89 | 386,02 | 398,89 | 386,02 | 398,89 |
| 6 | Поток денежной наличности | тыс.руб. | 1183,35 | 1140,91 | 1263,15 | 1222,40 | 1263,15 | 1222,40 | 1263,15 | 1263,15 | 1222,40 | 1263,15 | 1222,40 | 1263,15 |
| 7 | НПДН | тыс.руб. | 1183,35 | 2324,26 | 3587,41 | 4809,82 | 6072,97 | 7295,37 | 8558,52 | 9821,67 | 11044,07 | 12307,22 | 13529,63 | 14792,78 |
| 8 | Коэф.дисконтирования |   | 1,00 | 0,998 | 0,994 | 0,99 | 0,985 | 0,98 | 0,97 | 0,96 | 0,95 | 0,945 | 0,94 | 0,93 |
| 9 | ДПДН | тыс.руб. | 1183,35 | 1138,63 | 1255,57 | 1210,18 | 1244,20 | 1197,96 | 1225,26 | 1212,62 | 1161,28 | 1193,68 | 1149,06 | 1174,73 |
| 10 | ЧТС | тыс.руб. | 1183,35 | 2321,98 | 3577,55 | 4787,73 | 6031,93 | 7229,89 | 8455,15 | 9667,77 | 10829,05 | 12022,73 | 13171,79 | 14346,52 |

Таблица 6.7 Изменение ЧТС от текущих затрат -10 %

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| №  | Показатели | Ед. изм | Месяцы 2003 г. |
|   |   |   | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь |
| 1 | Фонд скважин | Скв. | 1 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 2 | Дополнительная добыча | тыс.т. | 1,178 | 1,064 | 1,178 | 1,140 | 1,178 | 1,140 | 1,178 | 1,178 | 1,140 | 1,178 | 1,140 | 1,178 |
| 3 | Прирост выручки | тыс.руб. | 1729,30 | 1561,95 | 1729,30 | 1673,52 | 1729,30 | 1673,52 | 1729,30 | 1729,30 | 1673,52 | 1729,30 | 1673,52 | 1729,30 |
| 4 | Текущие затраты, в т.ч. | тыс.руб. | 466,31 | 335,83 | 371,81 | 359,82 | 371,81 | 359,82 | 371,81 | 371,81 | 359,82 | 371,81 | 359,82 | 371,81 |
| 4.1. | Затраты на доп.добычу | тыс.руб. | 413,12 | 373,14 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 399,80 | 413,12 |
| 4.2. | Затраты на оптимизацию | тыс.руб. | 105,00 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 5 | Налог на прибыль | тыс.руб. | 303,12 | 294,27 | 325,80 | 315,29 | 325,80 | 315,29 | 325,80 | 325,80 | 315,29 | 325,80 | 315,29 | 325,80 |
| 6 | Поток денежной наличности | тыс.руб. | 959,87 | 931,85 | 1031,69 | 998,41 | 1031,69 | 998,41 | 1031,69 | 1031,69 | 998,41 | 1031,69 | 998,41 | 1031,69 |
| 7 | НПДН | тыс.руб. | 959,87 | 1891,73 | 2923,42 | 3921,83 | 4953,53 | 5951,94 | 6983,63 | 8015,33 | 9013,74 | 10045,44 | 11043,85 | 12075,54 |
| 8 | Коэф.дисконтирования |   | 1,00 | 0,998 | 0,994 | 0,99 | 0,985 | 0,98 | 0,97 | 0,96 | 0,95 | 0,945 | 0,94 | 0,93 |
| 9 | ДПДН | тыс.руб. | 959,87 | 929,99 | 1025,50 | 988,43 | 1016,22 | 978,45 | 1000,74 | 990,43 | 948,49 | 974,95 | 938,51 | 959,48 |
| 10 | ЧТС | тыс.руб. | 959,87 | 1889,86 | 2915,37 | 3903,80 | 4920,01 | 5898,46 | 6899,20 | 7889,63 | 8838,12 | 9813,07 | 10751,58 | 11711,06 |

Таблица 6.8 Изменение ЧТС от текущих затрат +10 %

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| №  | Показатели | Ед. изм | Месяцы 2003 г. |
|   |   |   | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь |
| 1 | Фонд скважин | Скв. | 1 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 2 | Дополнительная добыча | тыс.т. | 1,178 | 1,064 | 1,178 | 1,140 | 1,178 | 1,140 | 1,178 | 1,178 | 1,140 | 1,178 | 1,140 | 1,178 |
| 3 | Прирост выручки | тыс.руб. | 1729,30 | 1561,95 | 1729,30 | 1673,52 | 1729,30 | 1673,52 | 1729,30 | 1729,30 | 1673,52 | 1729,30 | 1673,52 | 1729,30 |
| 4 | Текущие затраты, в т.ч. | тыс.руб. | 569,94 | 410,46 | 454,44 | 439,78 | 454,44 | 439,78 | 454,44 | 454,44 | 439,78 | 454,44 | 439,78 | 454,44 |
| 4.1. | Затраты на доп.добычу | тыс.руб. | 413,12 | 373,14 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 399,80 | 413,12 |
| 4.2. | Затраты на оптимизацию | тыс.руб. | 105,00 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 5 | Налог на прибыль | тыс.руб. | 278,25 | 276,36 | 305,97 | 296,10 | 305,97 | 296,10 | 305,97 | 305,97 | 296,10 | 305,97 | 296,10 | 305,97 |
| 6 | Поток денежной наличности | тыс.руб. | 881,12 | 875,13 | 968,90 | 937,64 | 968,90 | 937,64 | 968,90 | 968,90 | 937,64 | 968,90 | 937,64 | 968,90 |
| 7 | НПДН | тыс.руб. | 881,12 | 1756,25 | 2725,15 | 3662,80 | 4631,70 | 5569,34 | 6538,24 | 7507,14 | 8444,78 | 9413,68 | 10351,32 | 11320,22 |
| 8 | Коэф.дисконтирования |   | 1,00 | 0,998 | 0,994 | 0,99 | 0,985 | 0,98 | 0,97 | 0,96 | 0,95 | 0,945 | 0,94 | 0,93 |
| 9 | ДПДН | тыс.руб. | 881,12 | 873,38 | 963,09 | 928,27 | 954,37 | 918,89 | 939,83 | 930,14 | 890,76 | 915,61 | 881,39 | 901,08 |
| 10 | ЧТС | тыс.руб. | 881,12 | 1754,50 | 2717,59 | 3645,86 | 4600,22 | 5519,11 | 6458,94 | 7389,09 | 8279,85 | 9195,46 | 10076,84 | 10977,92 |

Таблица 6.9 Изменение ЧТС от налогов -20 %

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| №  | Показатели | Ед. изм | Месяцы 2003 г. |
|   |   |   | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь |
| 1 | Фонд скважин | Скв. | 1 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 2 | Дополнительная добыча | тыс.т. | 1,178 | 1,064 | 1,178 | 1,140 | 1,178 | 1,140 | 1,178 | 1,178 | 1,140 | 1,178 | 1,140 | 1,178 |
| 3 | Прирост выручки | тыс.руб. | 1729,3 | 1562,0 | 1729,3 | 1673,5 | 1729,3 | 1673,5 | 1729,3 | 1729,3 | 1673,5 | 1729,3 | 1673,5 | 1729,3 |
| 4 | Текущие затраты, в т.ч. | тыс.руб. | 518,12 | 373,14 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 399,80 | 413,12 |
| 4.1. | Затраты на доп.добычу | тыс.руб. | 413,12 | 373,14 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 399,80 | 413,12 |
| 4.2. | Затраты на оптимизацию | тыс.руб. | 105,00 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 5 | Налог на прибыль | тыс.руб. | 232,55 | 228,25 | 252,71 | 244,55 | 252,71 | 244,55 | 252,71 | 252,71 | 244,55 | 252,71 | 244,55 | 252,71 |
| 6 | Поток денежной наличности | тыс.руб. | 978,63 | 960,56 | 1063,47 | 1029,17 | 1063,47 | 1029,17 | 1063,47 | 1063,47 | 1029,17 | 1063,47 | 1029,17 | 1063,47 |
| 7 | НПДН | тыс.руб. | 978,63 | 1939,19 | 3002,66 | 4031,83 | 5095,30 | 6124,47 | 7187,94 | 8251,42 | 9280,58 | 10344,06 | 11373,22 | 12436,70 |
| 8 | Коэф.дисконтирования |   | 1,00 | 0,998 | 0,994 | 0,99 | 0,985 | 0,98 | 0,97 | 0,96 | 0,95 | 0,945 | 0,94 | 0,93 |
| 9 | ДПДН | тыс.руб. | 978,63 | 958,64 | 1057,09 | 1018,88 | 1047,52 | 1008,58 | 1031,57 | 1020,93 | 977,71 | 1004,98 | 967,42 | 989,03 |
| 10 | ЧТС | тыс.руб. | 978,63 | 1937,27 | 2994,36 | 4013,24 | 5060,76 | 6069,34 | 7100,91 | 8121,84 | 9099,55 | 10104,53 | 11071,95 | 12060,98 |

Таблица 6.10 Изменение ЧТС от налогов +20 %

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| №  | Показатели | Ед. изм | Месяцы 2003 г. |
|   |   |   | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь |
| 1 | Фонд скважин | Скв. | 1 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 2 | Дополнительная добыча | тыс.т. | 1,178 | 1,064 | 1,178 | 1,140 | 1,178 | 1,140 | 1,178 | 1,178 | 1,140 | 1,178 | 1,140 | 1,178 |
| 3 | Прирост выручки | тыс.руб. | 1729,30 | 1561,95 | 1729,30 | 1673,52 | 1729,30 | 1673,52 | 1729,30 | 1729,30 | 1673,52 | 1729,30 | 1673,52 | 1729,30 |
| 4 | Текущие затраты, в т.ч. | тыс.руб. | 518,12 | 373,14 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 399,80 | 413,12 |
| 4.1. | Затраты на доп.добычу | тыс.руб. | 413,12 | 373,14 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 413,12 | 399,80 | 413,12 | 399,80 | 413,12 |
| 4.2. | Затраты на оптимизацию | тыс.руб. | 105,00 |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
| 5 | Налог на прибыль | тыс.руб. | 348,82 | 342,38 | 379,06 | 366,83 | 379,06 | 366,83 | 379,06 | 379,06 | 366,83 | 379,06 | 366,83 | 379,06 |
| 6 | Поток денежной наличности | тыс.руб. | 862,36 | 846,43 | 937,12 | 906,89 | 937,12 | 906,89 | 937,12 | 937,12 | 906,89 | 937,12 | 906,89 | 937,12 |
| 7 | НПДН | тыс.руб. | 862,36 | 1708,79 | 2645,91 | 3552,80 | 4489,92 | 5396,81 | 6333,93 | 7271,05 | 8177,94 | 9115,06 | 10021,95 | 10959,07 |
| 8 | Коэф.дисконтирования |   | 1,00 | 0,998 | 0,994 | 0,99 | 0,985 | 0,98 | 0,97 | 0,96 | 0,95 | 0,945 | 0,94 | 0,93 |
| 9 | ДПДН | тыс.руб. | 862,36 | 844,74 | 931,50 | 897,82 | 923,06 | 888,75 | 909,01 | 899,63 | 861,55 | 885,58 | 852,48 | 871,52 |
| 10 | ЧТС | тыс.руб. | 862,36 | 1707,10 | 2638,59 | 3536,42 | 4459,48 | 5348,23 | 6257,24 | 7156,87 | 8018,42 | 8904,00 | 9756,47 | 10627,99 |

Полученные зависимости чистой текущей стоимости от факторов изображены на рисунке 6.2. Значения ЧТС на каждой прямой, соответствующие крайним точкам диапазона, соединены между собой, образуя фигуру, напоминающего «паука».

Изменения ЧТС при заданной вариации параметров находятся в положительной области, то есть проект риска не имеет.

Рисунок 6.2 Диаграмма ПАУК

ВЫВОД

Внедрение мероприятий научно-технического прогресса имеет большое значение для рационального использования сырьевых, топливно–энергетических и других материальных ресурсов.

Результаты расчета накопленного потока денежной наличности (НПДН) и чистой текущей стоимости (ЧТС) показали, что внедрение такого мероприятия как оптимизация режима работы скважины экономически выгодно, поскольку:

Прирост добычи нефти составил 13,87 тыс.тонны.

Накопленный поток денежной наличности 11697,88 тыс.руб.

Чистая текущая стоимость составила 11344,49 тыс.руб.

Срок окупаемости от внедрения данного мероприятия составляет 0,5 – месяца.

Эти показатели отражены на графике накопленного потока денежной наличности и чистой текущей стоимости. Так же на графике хорошо заметно период окупаемости ( Ток ).

Вышеизложенные результаты показали, что внедрение такого мероприятия, как оптимизация режима работы скважины экономически выгодно.

 7 ОЦЕНКА БЕЗОПАСНОСТИ И ЭКОЛОГИЧНОСТИ ПРОЕКТА

 Всякая деятельность происходит из определенных мотивов и направлена на достижение конкретных целей. Деятельность – активное отношение человека к окружающему миру для целесообразного его преобразования. Абсолютно безопасной деятельности не существует. По различным причинам только в России на производстве травмируются ежегодно 650-700 тысяч человек, плюс 15-16 тысяч с летальным исходом. Шесть миллионов человек работает во вредных условиях, более 700 тысяч единиц оборудования и 61 тысяча зданий не отвечает требованиям безопасности, в среднем ежегодно происходит около 500 тысяч пожаров. Основными причинами этих негативных явлений являются недостаточный уровень обучения и квалификации персонала, несоответствие технологических процессов современным требованиям безопасности, недостаточное оснащение производств системами очистки выбросов, устаревшее оборудование. Эксплуатация, обслуживание и меры по технике безопасности при работе с оборудованием в цехах добычи нефти должны выполняться в соответствии с « Правилами безопасности в нефтяной промышленности».

 На основе этого документа на предприятии разрабатываются мероприятия по обеспечению безопасности труда.

 При оценке экологичности руководствуются правилами и нормами, предложенными в санитарных предохранительных законодательных документах.

 Наиболее объективным критерием, используемым при оценке экологичности проекта является ущерб, наносимый народному хозяйству загрязнением окружающей среды.

Рассчитывается ущерб трех видов:

* фактический ущерб
* возможный ущерб
* предотвращенный ущерб

 Критерием экологичности объекта, новой техники, технологического процесса производства служит количество отходов, образующихся при производстве готовой продукции с учетом их токсичных свойств.

 Технологический процесс считается безопасным, экологическим и рекомендованным к внедрению, если количество выбросов при эксплуатации новой техники, меньше чем при эксплуатации старой.

7.1 Обеспечение безопасности работающих

7.1.1 Основные вредные и опасные факторы в процессе производства

Все работы в нефтяной промышленности связаны с высокой энерговооруженностью, механизацией, химизацией и т.д., которые представляют большую опасность для обслуживающего персонала.

 В процессе добычи нефти промышленно–производственный персонал низшего производственного звена – операторы по добыче нефти подвергаются воздействию неблагоприятных метеорологических условий, выделяющихся в атмосферу легких фракций нефти и попутных газов. При выбросе в атмосферу большого количества попутного газа содержание кислорода в воздухе резко снижается, атмосфера насыщается парами нефти и сопутствующих веществ. Такое загрязнение воздушной среды может привести к интоксикации организма. Парафин, содержащийся в нефти, вызывает раздражение кожи и ряд серьезных кожных заболеваний.

### Таблица 7.1 Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе на рабочих местах (согласно СН-245-71)

|  |  |
| --- | --- |
| ВЕЩЕСТВО | ПДК, мг/м3 |
| Углеводороды | 300 |
| Пары соляной кислоты | 10 |
| Н 2S с углеводородами | 3 |

Большое значение имеет герметизация оборудования, исключающая загрязнение рабочей атмосферы, возможность взрывов, пожаров и отравлений. Большинство производственных процессов в нефтяной промышленности идут на открытом воздухе, часто при неблагоприятных метеорологических условиях. Нефтепромысловое эксплуатационное оборудование подвержено внешним воздействием, коррозии, низким температурам, что приводит к нарушению прочностных характеристик конструкций и их преждевременному разрушению.

 Технологическим процессам присущи высокие давления, в них используются большие массы горючих жидкостей, агрессивные и токсичные вещества.

 В условиях Западной Сибири, кроме технологических факторов, на работу оператора в первую очередь влияют специфические климато-географические условия. К ним относятся низкие температуры, болотистая местность, а также отравления, взрывы, пожары.

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

Поражение электрическим током.

Отравление газом.

Поражение в результате взрыва.

Поражение в результате аварийной утечки нефти.

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

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

 Таким образом, из проведенного анализа основных опасностей при эксплуатации скважин с ЭЦН наиболее опасным является поражение электрическим током.

* + 1. Основные мероприятия по обеспечению безопасных условий труда

На основании проведенного анализа и расчета заземления для безопасного обслуживания скважин с УЭЦН нами предусмотрены следующие мероприятия:

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

 Обслуживающий персонал должен быть обучен и аттестован на соответствующую квалификацию.

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

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

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

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

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

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

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

Необходимо строгое соблюдение графиков ППР приборов.

Строгое соблюдение норм технологического режима.

Осуществление систематического контроля выполнения должностных инструкций, о соблюдении правил безопасности.

Своевременное выполнение мероприятий по подготовке к весеннему паводку.

Соблюдение мер по пожарной безопасности при эксплуатации, проведении пожаро – взрывоопасных работ.

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

Основные показатели по охране труда и технике безопасности по НГДУ «Когалымнефть» приведены в таблице 7.2

Таблица 7.2 Показатели охраны труда по НГДУ «Когалымнефть» за 2001 год

|  |  |
| --- | --- |
| Показатели | Количество |
| Производственный травматизм и аварийность |
| Несчастные случаи, связанные с производством | - |
| Количество пострадавших | - |
| Коэффициент частоты | - |
| Коэффициент тяжести | - |
| Установлено случаев профессиональных заболеваний дни нетрудоспособности по общей заболеваемости | -614  |
| Аварий | 837 |
| Ущерб аварий, неполадок, тыс.руб | - |
| Состояние условий труда |
| Обеспеченность санитарно-бытовыми помещениями, гардеробные (мест), % | 100 |
| Работа постоянно-действующей комиссии |
| Комплексные проверки | 9 |
| Целевые проверки | 47 |
| Выявлено нарушений | 638 |
| Устранено | 636 |
| в стадии исполнения | 2 |
| Издано приказов по От и ТБ | 20 |

 7.1.4 Средства индивидуальной защиты

 Средства защиты применяют для предотвращения или уменьшения воздействия на работающих опасных и вредных факторов.

К средствам индивидуальной в ТПП «Когалымнефтегаз» предъявляются очень высокие требования. Проводятся тендерные комиссии по определению поставщика СИЗ, проводится входной контроль поступающих СИЗ, разрабатываются модели спецодежды в расчете на удобство эксплуатации, с учетом требований ОАО «ЛУКОЙЛ».

 К средствам индивидуальной защиты работающих на Южно-Ягунском месторождении НГДУ «Когалымнефть» относятся спецодежда, спец обувь, головные уборы, рукавицы, перчатки, приспособления для защиты органов дыхания, зрения и слуха (противогазы, респираторы, очки, антифоны).

Защитные свойства спецодежды определяются тканями, из которых они изготовлены. К тканям предъявляются такие требования, как хорошие теплозащитные свойства, воздухопроницаемость, малая влагоёмкость.

 Спецобувь предназначена для предохранения ног от механических повреждений и от действия кислот, щелочей, воды. Кроме того, она должна иметь хорошие теплоизоляционные свойства.

Защитные очки предохраняют глаза от механических повреждений и от попадания пыли, кислот, щелочей, лучистой энергии, вредных испарений.

Респираторы предназначены для очистки вдыхаемого человеком воздуха от пыли и капель жидкостей посредством фильтрации. Противогазы защищают человека от пыли, капель жидкости и вредных газов.

### Таблица 7.3 Перечень СИЗ, рекомендуемых для рабочих основных профессий предприятия НГДУ «Когалымнефть»

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Профессия рабочего | Рекомендуемые средства индивидуальной защиты из ассортимента | Сроки исполнения месяцы |
| Оператор по добыче | Костюм брезентовый (ГОСТ12.4.098-78)Костюм хлопчатобумажный (ГОСТ12.4.109-82)Костюм нефтяника зимний (ТУ1708.124-80)Комплект мужской одежды для операторов (ТУ17-08-136-81)Сапоги резиновые (ГОСТ17.4.137-84)Сапоги утеплённые (ГОСТ17.4.137-84)Рукавицы брезентовые (ГОСТ12.4.109-82) | 242424дежурный12182 |
| Оператор по исследованию скважин | Костюм брезентовый (ГОСТ12.4.098-78) Костюм хлопчатобумажный (ГОСТ12.4.109-82)Костюм нефтяника зимний (ТУ1708.124-80) Комплект мужской спецодежды для операторов (ТУ 17-08-136-81)Сапоги резиновые (ГОСТ 17.4.137-84)Сапоги утепленные (ГОСТ 17.4.137-84) Рукавицы брезентовые (ГОСТ 12.4.109-82) | 24242412182 |

7.2 Оценка экологичности проекта

7.2.1 Анализ и оценка опасности для природной среды при обслуживании скважин, оборудованных ЭЦН

В соответствии с Федеральным Законом от 10 января 2002 года во всех проектах требуется планировать мероприятия по охране окружающей среды. Поэтому нами предусмотрены соответствующие мероприятия.

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

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

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

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

Загрязнение больших площадей почвы возможно при аварийном фонтанировании нефти.

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

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

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

7.2.2 Расчет выбросов вредных веществ (углеводородов) от скважин

 Масса выбросов вредных веществ на кустах ( Мкс) вследствие неплотности фланцевых соединений на добывающих скважинах и сепараторах замерных устройств, а также испарения нефти из дренажной емкости определяются:

Мскв.= 325 \* Nскв.\* 10-4 \* 4/Ко \* (Р \* V)0.8 \* Nсеп. \* 10 -3 + Мgе, кг/час (7.2.1)

где:Nскв.- число скважин на одном кусту, шт.

Nсеп.- число сепараторов на кусту, шт;

Р - абсолютное давление в сепараторе замерной установки, Р=15 кг/см2;

V - объем сепаратора замерной установки, V=0.89 м3;

Мgе - масса выбросов вредных веществ из дренажной емкости, Mge= 0.001 кг/час;

Ко - коэффициент,зависящий от средней температуры кипения жидкости и средней температуры в емкости (325 - для добывающих скважин ЭЦН, для ШГН необходимо взять коэффициент 234.)

Пример расчета для куста 24:

Количество ЭЦН = 8, количество сепараторов = 1 шт.

Мкс = 325\*8\*10-4+4/1,24\*(15\*0,89)0,8\*1\*10-3+0,001= 0,287 кг/ч = 0,08 г/сек = 2,523 т/год

Количество ШГН = 2, количество сепараторов = 1 шт.

Мкс = 234\*2\*10-4+4/1,24\*(15\*0,89)0,8\*1\*10-3+0,001= 0,073 кг/ч = 0,02 г/сек = 0,631 т/год

7.2.3 Расчет выбросов вредных веществ от свечи рассеивания

Через свечу рассеивания удаляются растворители в виде газообразных углеводородов (метан).

Расчет производился по формуле:

Пмет = 0,0416\*Qb\*Вгв\*Ргв, кг/час (7.2.1)

где Qb – объем сеноманской воды, м3/сут

Qb = 3281 тыс м3/год = 8989 м3/сут (по данным предприятия)

Вгв – выделение газа, растворенного в воде м3/м3;

Ргв – плотность газа кг/м3 (данные предприятия)

Время работы – 8760 часов в год.

Пмет = 0,0416\*8989\*1\*0,778 = 290,927 кг/час = 2548,52 т/год = 80,813 г/сек

Таблица 7.4 Характеристика выбросов в атмосферу на Южно-Ягунском месторождении

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Источник загрязнения | Наименование вредного вещества | Количество вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, т/год | Класс опасности Санитарные концентрации, предельно допустимые в атмосфере, мг/м3 |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
|  |  |  |  |
| Сепараторы | Метан | 36,56 | 300(4) |
|  |  |  |  |
| Конденсато-сборники | Метан | 2,61 | 300(4) |
|  |  |  |  |
| Отстойники | Метан | 10,34 | 300(4) |
|  |  |  |  |
| Печи ПТБ –10 | СОNO2 | 33,52326,963 | 20(4)5(2) |
|  |  |  |  |
| Котлы | МетанCONO2 | 33,52313,8085,091 | 300(4)20(4)5(2) |
|  |  |  |  |
| Кусты скважин | Метан | 61,055 | 300(4) |
|  |  |  |  |
| Свеча рассеивания | МетанCONO2 | 1605,647,62,815 | 300(4)20(4)5(2) |
|  |  |  |  |
| Факел | NO2COСажаБенз(а)пирен | 9,1171139,7136,7613,65\*10-7 | 5(2)20(4)4(4)0,00015(1) |

* + 1. Основные мероприятия по охране природной среды

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

На территории нефтепромыслов регулярно проверять состояние обваловок вокруг кустов.

Не допускать разливов нефти из мерников и тралов сборных установок.

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

Регулярно проводить проверку технического состояния всего фонда скважин.

Добиться полной герметизации систем сбора, сепарации нефти.

Установить регулярный контроль за герметичностью резьбовых и фланцевых соединений.

При применении химреагентов строго соблюдать технологию проведения работ.

Таким образом, намеченные мероприятия будут способствовать безопасному, с точки зрения охраны окружающей среды. Отбору нефти из нефтедобывающих скважин. Предложенные мероприятия разработаны на основе СН-245-76.

* + 1. Охрана недр при эксплуатации скважин, оборудованных ЭЦН

На основании закона 1985г. по охране недр и окружающей среды и в соответствии с правилами разработки нефтяных и газовых месторождений нами проведен анализ и предложены мероприятия по обеспечению охраны недр.

Основными опасностями, с точки зрения охраны недр, при эксплуатации скважин, оборудованных ЭЦН, является нарушение герметичности колонн, которое может привести к образованию межпластовых перетоков, открытому фонтанированию и другим последствиям. Основными причинами негерметичности являются: коррозия, неплотные резьбовые соединения, некачественный цементаж колонны труб, температурные напряжения, наклонно-направленный профиль скважин.

Одна из эффективных мер защиты эксплуатационных колонн - пакерование межколонного пространства и заполнение его буферной жидкостью с добавками ингибиторов коррозии. Среди прочих мер можно выделить исключение контакта закачиваемых вод с внутренней поверхностью обсадных колонн и использование для этой цели НКТ.

Следующей мерой можно назвать герметизацию резьбовых соединений НКТ смазкой УС-1.

Установлено, что основная причина потери герметичности обсадных колонн - электрическая коррозия наружной поверхности труб. Для предотвращения коррозийного разрушения в настоящее время применяется цементирование колонны до устья, а также применение катодной защиты.

Таким образом, в результате анализа и применения данных конкретных мер, направленных на охрану недр, можно обеспечить надежную работу скважин, оборудованных ЭЦН.

7.3 Оценка и прогнозирование чрезвычайных ситуаций

7.3.1 Описание возможных аварийных ситуаций

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - состояние, при котором в результате возникновения источника техногенной чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде (ГОСТ Р22.0.05-94).

В наших суровых природно – климатических условиях в системе добычи нефти и газа могут возникнуть следующие чрезвычайные ситуации:

а) природного характера:

* паводковые наводнения
* лесные и торфяные пожары
* ураганы
* сильные морозы (ниже –40С)
* метели и снежные заносы

б) техногенного характера:

* пожара
* розлива нефти
* отключение электроэнергии и др.

Нарушение технологического режима:

* увеличение давления и температуры в аппаратах выше нормы, резкое сокращение потоков в сырья через печи, сброс нефти на очистные сооружения с отстойников;
* отказ регуляторов на печах, аппаратах, повышение давления на выкиде насосов;
* нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, возможности отравления нефтепродуктами, пожару, взрыву;
* низкая квалификация обслуживающего персонала;
* низкая производственная дисциплина;
* несоблюдение основных мер безопасности согласно требований инструкции при проведении огневых, газоопасных работ, при выполнении погрузочно – разгрузочных работ;
* несоблюдение мер безопасности при работе с деэмульгаторами, кислотами, щелочами и другими вредными веществами.

При возникновении чрезвычайной ситуации проводятся мероприятия по локализации аварийного процесса и ликвидации последствий. Мероприятия как правило, включают в себя спасательно-неотложные и аварийно-восстановительные работы, оказание экстренной медицинской помощи, мероприятия по восстановлению нормальной жизнедеятельности в зоне поражения, в том числе восстановление систем жизнеобеспечения и охрану общественного порядка, локализацию и ликвидацию экологических последствий.

Создание поражающих факторов для людей (а также техники, промышленной инфраструктуры, экологии или финансового положения предприятия) возможно при реализации запасенных на объекте, в данном случае ДНС, энергии и веществ.

Для исчерпывающего выявления и описания опасностей - источников поражающих факторов, необходимо:

- выявить и описать все запасы энергии и вредных веществ на объекте;

- выявить и описать, как - т.е. насколько часто, в каком виде и с какими

последствиями, эти запасы могут разрушительным образом реализоваться;

 - выявить и описать существующие и планируемые организационно - технические меры, способные предупредить (т.е. не дать возникнуть; и/или снизить ожидаемую частоту возникновения; и/или уменьшить последствия) существующие опасности;

- выявить и описать существующие и планируемые организационно - технические меры, направленные на подготовку к действиям в случаях, когда существующие опасности реализуются;

- выявить и описать необходимые изменения в существующей системе менеджмента (управлением) безопасностью на объекте - ДНС, которые практически влияют на существующие опасности.

 Под сценарием аварии понимается полное и формализованное описание следующих событий: фазы инициирования аварии, инициирующего события аварии, аварийного процесса и чрезвычайной ситуации, потерь при аварии, - включая специфические количественные характеристики событий аварии, их пространственно-временные параметры и причинные связи.

Рассмотрим подробнее составляющие сценария:

- фаза инициирования аварии - это период времени, в течение которого происходит накопление отказов оборудования (например - заклинивание задвижки, разрушение торцевого уплотнения), отклонений от технологического регламента (например - скачкообразное повышение давления, возникновение неконтролируемых химических реакций), ошибок персонала (например - нарушение правил безопасной эксплуатации) и внешних воздействий (например - отключение электроэнергии), совокупность которых приводит к возникновению инициирующего события аварии;

- инициирующие событие аварии, состоит в разгерметизации системы хранения и/или переработки опасных веществ (углеводородов, вредных химических соединений);

- аварийный процесс - процесс при котором, сырье, промежуточные продукты, продукция предприятия и отходы производства, установленное на промышленной площадке оборудование вовлекаются в результате возникновения инициирующего события аварии в не предусматриваемые технологическим регламентом процессы (прежде всего физико-химические) на промышленной площадке предприятия - взрывы, пожары, токсические выбросы, разлития и т.д.; и создают поражающие факторы - ударные, осколочные, тепловые и токсические нагрузки; для населения, для персонала, окружающей среды и самого промышленного предприятия.

 Анализ технологических особенностей ДНС показал, что на ДНС могут реализоваться опасности, приведенные (см. таблицу 7.5).

Таблица 7.5 Анализ технологических особенностей ДНС

| Опасность | Инициирующие события (принципы и факторы, способствующие возникновению и развитию аварий) |
| --- | --- |
| Пожар (взрыв) в резервуарном парке | Удар молнии в резервуар;Нарушение регламента ремонтных работ;Перелив резервуара;Коррозия, свищ стенки, брак сварки, усталость металла. |
| Пожар (взрыв) в производственных помещениях: |  |
| - пожар (взрыв) технологического трубопровода | Нарушение регламента работ;Коррозия, свищ в трубопроводе |
| - пожар (взрыв) в технологического аппарата | Коррозия, свищ в трубопроводе;Нарушение регламента работ |
| Пожар (взрыв) на установке | Удар молнии;Нарушение регламента работ;Механическое повреждение;Коррозия, свищ в трубопроводе |

Соответствующий сценарий (типовой) возможной аварии (с учетом данных таблице 7.5), может включать в себя следующие события:

-истечение из отверстия в резервуаре (трубопроводе,установке, аппарате);

-растекание жидкости при квазимгновенном разрушении резервуара;

-образование разлития;

-образование и дрейф облака топливо-воздушной смеси (т.е. движение

облака вследствие воздействия ветра) (если не произошло мгновенного

воспламенения);

-безопасное рассеяние облака;

-взрыв паровоздушного облака с образованием воздушной ударной волны;

-разрушение окружающих аппаратов, несущих конструкций, трубопроводов (эффект “домино”);

-образование горящих разлитий и факелов;

-вскипание нефтепродуктов в резервуарах;

-пожар, с последующим вовлечением окружающих аппаратов, несущих

-конструкций, трубопроводов (эффект “домино”).

 Авария может сопровождаться полной разгерметизацией резервуаров (трубопроводов, установок, аппаратов).

 При расчетах учитывалось, что количество опасных веществ, участвующих в аварии может составлять:

 При разрушении насосного агрегата объем разлива нефти может достигать нескольких тонн за счет нефти, содержащейся в насосном агрегате (~ 0,5 т), и дополнительного притока перекачиваемой нефти (до 30 m в зависимости от условий и времени перекрытия потока нефти). Однако следует отметить малую вероятность больших разливов нефти на насосных станциях вследствие возможности быстрого реагирования персоналом на аварийный разлив и принятия по локализации аварии.

 При аварии с разгерметизацией сепаратора газа объем выброса нефти

составит 68 т и газа 0,4 т.

7.3.2 Характеристика мероприятий по защите персонала промышленного объекта в случае возникновения ЧС

В целях защиты рабочих и служащих предусматриваются следующие мероприятия:

1.Развитие, совершенствование и поддержание в готовности объектовых и локальных систем оповещения рабочих и служащих об угрозе взрыва, распространения пожара, радиоактивного и химического заражения, угрозе катастрофического затопления, возможности возникновения стихийных явлений, а также обеспечение подключения указанных систем к местным системам оповещения населения.

2.Организация наблюдения и контроля в случаях реальной угрозы за радиоактивным и химическим заражением природной среды, продуктов питания и питьевой воды.

3.Поддержание в готовности фонда защитных средств сооружений гражданской обороны (убежищ и противорадиационных укрытий) для их использования в случае ЧС.

4.Установка защитных сооружений для дежурного персонала предприятий, работа которых не может быть прекращена по сигналу о возможной опасности возникновения ЧС.

5.Накопление средств и специального снаряжения для рабочих и служащих на случай ЧС, требующих их использования.

6.Организация частичной или полной эвакуации рабочих и служащих в безопасное место.

7.Проведение мероприятий по подготовке к оказанию до врачебной помощи и медицинскому обслуживанию рабочих и служащих в условиях ЧС.

8.Подготовка и поддержание в готовности сил и средств для проведения аварийно-спасательных и аварийно-восстановительных работ в очагах поражения и бедствий в зоне возникновения ЧС.

9.Совершенствование форм, методов и организации обучения рабочих и служащих действиям и способам защиты от поражающих факторов при ЧС.

10.Для обеспечения устойчивого снабжения продовольствием и предметами первой необходимости рабочих и служащих в условиях ЧС совместно с предприятиями торговли и общественного питания предусматривать:

11.Осуществление мероприятий по бесперебойному снабжению питанием и предметами первой необходимости рабочих и служащих, занятых работами по ликвидации последствий аварий, катастроф и стихийных бедствий.

12.Проведение мероприятий по созданию специальных групп (подразделений)для обеспечения личного состава военизированных и невоенизированных формирований продовольствием и предметами первой необходимости, а также подготовку этих подразделений для работы в полевых условиях.

13.Строительство складов и холодильников для хранения продовольственных товаров с четом обеспечения защиты этих товаров от поражающих факторов при ЧС.

14.Организацию контроля за зараженностью продовольственных товаров и питьевой воды, а также работ по их обеззараживанию.

15.Заключение договоров с предприятиями торговли и общественного питания об осуществлении необходимого снабжения в условиях ЧС.

В целях подготовки к оказанию доврачебной помощи и к медицинскому обслуживанию рабочих и служащих в условиях ЧС совместно с органами здравоохранения предусматривать:

Проведение санитарно-гигиенических, противоэпидемических и лечебно-эвакуационных мероприятий.

Оказание всех видов скорой медицинской помощи.

Создание запасов медицинского и специального имущества для дополнительного развертывания и оснащения медицинских формирований.

##### ВЫВОД

В НГДУ «Когалымнефть» ежегодно, в зависимости от времени года, ведется подготовительная работа по предупреждению возникновения поражающих факторов вероятных чрезвычайных ситуаций природного характера. Разрабатываются мероприятия по работе в весенне-летний и осенне-зимний период года. Поэтому чрезвычайные ситуации природного характера на деятельность предприятия не оказывают большого воздействия.

Проблемы обеспечения технической безопасности и противоаварийной устойчивости промышленных производств и объектов повышенной опасности при рыночных отношениях имеют решающее значение. От их решения зависит успешная работа и экономическая устойчивость предприятия или отрасли народного хозяйства.

Благополучное положение с обеспечением технической безопасности и противоаварийной устойчивости на объектах Южно-Ягунского месторождения и в целом на объектах ТПП «Когалымнефтегаз» позволяет надеяться на то, что в ближайшее время ситуация будет динамично улучшаться.

Анализ ситуаций с травматизмом и аварийностью, за последние несколько лет, показывает усиление общей тенденции улучшения (несмотря на снижение объемов производства) технической безопасности и противоаварийной устойчивости промышленных производств и объектов.

Основные причины аварий и травматизма на производстве – грубейшие нарушения специалистами и персоналом требований правил безопасности, отступление от установленных технологий и регламентов, неверные инженерные решения, а также конструктивные недостатки и неисправности оборудования.

Состояние промысловой территории и суровые природно-климатические условия Западной Сибири предъявляют жесткие требования к добыче нефти: минимальные капитальные затраты и металлоемкость, минимальные затраты на обслуживание, высокая надежность.

 Необходимо применение герметизированных систем добычи нефти и газа, обеспечение качественной транспортировки нефти за счет более совершенного оборудования. А также тщательное соблюдение установленных технологических режимов, максимальное сокращение случаев аварийного срабатывания предохранительных устройств.

 Тщательное соблюдение правил и инструкций по технике безопасности, производственной санитарии и противопожарных мероприятий, а также норм расходов материалов и реагентов сведет степень риска возникновения аварийных ситуаций к минимуму.

 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Южно – Ягунское месторождение находится на третьей стадии разработки, средняя обводненность продукции составляет 50 %. В ЦДНГ-1 Южно – Ягунского месторождения, размещено 174 скважин основного фонда, в том числе 151 добывающих и 56 нагнетательных. Система разработки трехрядная. Удельные извлекаемые запасы составляют на одну скважину 68,4 тыс.т.
2. Из всего фонда скважин 63% приходится на скважины, оборудованных УЭЦН, а 37% фонда оборудованных установками ШГН. Средний дебит по жидкости скважин, оборудованных УЭЦН, составляет 83м3/сут, а средний дебит по жидкости скважин, оборудованных ШГН, составляет 15,0м3/сут. Из выше изложенного следует, что значительная добыча нефти приходится на скважины, оборудованные УЭЦН, то работы, связанные с повышением эффективности этих установок, являются крайне актуальными.
3. Результаты анализа показали, что основными причинами аварийности установок являются:
	* старение оборудования;
	* увеличение осложненного фонда (механические примеси, парафиноотложения, рост обводненности продукции скважин);
	* рост малодебитного фонда.
4. Для повышения эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, рекомендуется проводить следующие мероприятия:
	* производить расчеты по оптимизации скважин, оборудованных УЭЦН и уточнить глубину их погружения;
	* при спуске насоса на заданную глубину необходимо учитывать минимальное отклонение ствола скважины от вертикали;
	* для уменьшения вредного влияния газа на работу ЭЦН, рекомендуется применять газосепараторы и диспергаторы.
5. Выполнены расчеты по оптимизации режимов работы скважины, оборудованных УЭЦН. Результаты расчетов показали, что только за счет оптимизации режимов работы скважины можно получить дополнительную добычу и сэкономить на НКТ и кабеле за счет уменьшения глубины спуска УЭЦН.
6. Выполнены расчеты по экономической эффективности от проведения оптимизации режимов работы скважин, оборудованных УЭЦН. Результаты расчета показали, что мероприятия, связанные с оптимизацией режимов работы скважин, оборудованных УЭЦН, экономически эффективны. Так как после оптимизации режимов работы произошло снижение себестоимости нефти и увеличение прибыли за счет дополнительной добычи нефти.

 Результаты расчета накопленного потока денежной наличности (НПДН) и чистой текущей стоимости (ЧТС) показали, что внедрение такого мероприятия как оптимизация режима работы скважины экономически выгодно, поскольку:

Прирост добычи нефти составил 13,87 тыс.тонны.

Накопленный поток денежной наличности 11697,88 тыс.руб.

Чистая текущая стоимость составила 11344,49 тыс.руб.

Срок окупаемости от внедрения данного мероприятия составляет 0,5 – месяца. Эти показатели отражены на графике накопленного потока денежной наличности и чистой текуще стоимости. Так же на графике орошо заметно период окупаемости ( Ток ). Анализ проведения работ с УЭЦН показал, что необходимые меры безопасности для обеспечения охраны труда и окружающей среды соблюдаются, о чем говорит низкий уровень загрязнений при эксплуатации УЭЦН. В НГДУ «Когалымнефть» ежегодно, в зависимости от времени года, ведется подготовительная работа по предупреждению возникновения поражающих факторов вероятных чрезвычайных ситуаций природного характера. Разрабатываются мероприятия по работе в весенне-летний осенне-зимний период года. Поэтому чрезвычайные ситуации природного характера на деятельность предприятия не оказывают большого воздействия.

Проблемы обеспечения технической безопасности и противоаварийной устойчивости промышленных производств и объектов повышенной пасности при рыночных отношениях имеют решающее значение. От их решения зависит успешная работа и экономическая устойчивость предприятия или отрасли народного хозяйства.

Благополучное положение с обеспечением технической безопасности и противоаварийной устойчивости на объектах Южно-Ягунского месторождения и в целом на объектах ТПП «Когалымнефтегаз» позволяет надеяться на то, что в ближайшее время ситуация будет динамично улучшаться. Анализ ситуаций с травматизмом и аварийностью, за последние несколько лет, показывает усиление общей тенденции улучшения (несмотря на снижение объемов производства) технической безопасности и противоаварийной устойчивости промышленных производств и объектов.

Основные причины аварий и травматизма на производстве – грубейшие нарушения специалистами и персоналом требований правил безопасности, отступление от установленных технологий и регламентов, неверные инженерные решения, а также конструктивные недостатки и неисправности оборудования. Состояние промысловой территории и суровые природно-климатические условия Западной Сибири предъявляют жесткие требования к добыче нефти: минимальные капитальные затраты и металлоемкость, минимальные затраты на обслуживание, высокая надежность. Необходимо применение герметизированных систем добычи нефти и газа, обеспечение качественной транспортировки нефти за счет более совершенного оборудования. А также тщательное соблюдение установленных технологических режимов, максимальное сокращение случаев аварийного срабатывания предохранительных устройств. Тщательное соблюдение правил и инструкций по технике безопасности, производственной санитарии и противопожарных мероприятий, а также норм расходов материалов и реагентов сведет степень риска возникновения аварийных ситуаций к минимуму.

ЛИТЕРАТУРА И ВСПОМОГАТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

1. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела, Уфа 2001г.
2. Алекперов В.Ю. Первому всегда трудно.Нефть,1994.

3. Отчет по теме «Технологическая схема разработки Южно-Ягунского месторождения».

1. Проектные и фактические показатели разработки по госплановской форме залежей и объектов месторождений НГДУ «Когалымнефть».
2. Отчет по механизированному фонду НГДУ «Когалымнефть» за 2001 г.
3. Нефтепромысловое оборудование: Справочник / Под ред. У.И. Бухаленко.
4. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. Бойко В.С. 1990
5. Технология и техника эксплуатации нефтяных и газовых скважин. М.Недра 1986.
6. Технология и техника добычи нефти. Щуров В.И.. М. Недра 1983
7. Расчеты в добыче нефти Юрчук А.М., Истомин А.З.. М. Недра 1979
8. Нефтепромысловая геология. М.М. Иванова. М. Недра 1983
9. Охрана окружающей среды. Шарипов А.П.. Ленинград 1978
10. Охрана труда и окружающей среды в нефтедобыче. Куцин \_.\_.
11. Инструкции по охране труда НГДУ «Когалымнефть», утвержденные в 2001 году.
12. Безопасная эксплуатация нефтепромысловых объектов. М. Недра.1990
13. Экологический паспорт НГДУ «Когалымнефть» за 2001 год.
14. Статотчетность и разрешение на выбросы. Годовой статотчет.2001 г.
15. Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности

мероприятий,направленных на ускорение научно – технического прогресса в нефтяной промышленности. РД–39–01/06-000-89-М; МНП,1989.