Министерство общего образования РФ

Тюменский Государственный

Нефтегазовый Университет

Кафедра разработки и эксплуатации

нефтяных и газовых месторождений.

# ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

**по курсу: «Разработка нефтяных месторождений»**

**Тема: «Определение технологической эффективности ГРП на объекте Усть-Балыкского месторождения, пласт БС10 »**

Выполнил:

Студент гр. НГР – 6

Гарипов Р.С.

Проверил: Кузьмина Т.М.

Тюмень – 2001 г.

**Содержание**

Введение

1. Общая часть

1.1 Характеристика района работ

1.2 История освоения месторождения

2. Геологическая часть

2.1 Краткая геологическая характеристика месторождения

2.2 Характеристика продуктивных пластов

2.3 Свойства пластовых жидкостей и газов

3. Технологическая часть

3.1 Основные проектные решения по разработке месторождения

3.2 Состояние разработки месторождения и фонда скважин

3.3 Контроль за разработкой месторождения

4. Техническая часть

4.1 Описание ГРП

4.2 Материалы и оборудование применяемые при ГРП

4.3 Осложнения при ГРП

4.4 Конструкция скважин, подземного и устьевого оборудования

5. Специальная часть

5.1 Расчет параметров ГРП

5.2 Анализ технологических параметров проведения ГРП

5.3 Результаты применения технологии ГРП на Усть-Балык-Балыкском, Б10 месторождении

5.4 Типовой план проведения ГРП

6. Организационно-экономическая часть

6.1 Обоснование экономической эффективности проведение ГРП скважины №7082 пласта БС10 Усть-Балыкского месторождения

6.2 Основные направления научно-технического прогресса в нефтедобыче

6.3 Анализ влияния НТП на основные технико-экономические показатели

6.4 Расчет показателей НПДН и ЧТС

6.5 Анализ чувствительности проекта к риску

7. Безопасность и экологичность проекта

7.1 Обеспечение безопасности рабочих

7.2 Экологичность проекта

7.3 Чрезвычайные ситуации

Заключение

Литература

**ВВЕДЕНИЕ**

Для обеспечения высокого уровня добычи нефти и газа, наряду с разведкой и освоением месторождений, особое внимание уделяется увеличению нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти. Наряду с положительными достижениями в разработке месторождений, за последние годы накопилось значительное число проблем, связанных с ростом обводненности продукции и снижающимися темпами добычи нефти. Кроме того, при разработке залежей нефти заводнением, ожидаемая нефтеотдача в лучшем случае может достигнуть 50%. Более половины запасов нефти при освоении заводнением остаются не извлеченными. Одним из эффективных способов увеличения темпов добычи нефти и конечной нефтеотдачи является гидравлический разрыв пласта. ГРП, воздействуя на пласт, повышает производительность скважины, одновременно ускоряет отбор нефти и увеличивает нефтеотдачу. Также из всех существующих способов обработки низкопроницаемых пластов наибольший эффект достигается при использовании ГРП. Практически считается, что в любой технически исправной скважине, в которой дренирует неистощенный пласт с проницаемостью ниже 0,05 мкм2, может быть применен ГРП, дающий экономический эффект при соблюдении технологии.

ГРП начал внедряться за рубежом и в России с 1949 года и в настоящее время стал стандартным методом повышения нефтеотдачи в низкопроницаемых пластах, имеющий эффект в 90% случаев.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – технологический процесс увеличения проницаемости призабойной зоны путем расчленения породы пласта или расширения естественных трещин. Сущность этого процесса заключается в нагнетании в призабойную зону жидкости под высоким давлением, превышающим местное горное давление и прочностные свойства породы пласта. В практике ГРП, давления, при которых происходит разрыв пласта, как пра

вило, ниже полного горного давления для глубоких скважин и равны или несколько выше, чем полное горное давление для скважин небольшой глубины. В большинстве случаев давление разрыва на забое превышает в 1,5-2 раза гидростатическое давление. Сохранение трещин в открытом состоянии при снижении давления в скважине обеспечивается закачкой в них вместе с жидкостью отсортированного кварцевого песка.

Гидравлический разрыв пласта применяется:

1. Для увеличения продуктивности нефтяных скважин;
2. Для увеличения приемистости нагнетательных скважин;
3. Для регулирования притоков или приемистости по продуктивной мощности скважин;
4. Для создания водоизоляционных экранов в обводненных скважинах.

В практике разрыва пласта различают три основных вида процесса:

1. Однократный разрыв пласта;
2. Многократный разрыв пласта;
3. Направленный (поинтервальный) разрыв пласта.

Технология однократного гидроразрыва пласта предполагает создание одной трещины в продуктивном разрезе скважины. Технологические схемы многократного разрыва обеспечивают образование нескольких трещин по всей вскрытой продуктивной мощности пласта. При направленном разрыве, в отличие от двух первых видов, места образования трещин регулируются по продуктивному разрезу скважины.

Для гидроразрыва пласта рекомендуются скважины следующих категорий:

1. Скважины, давшие при опробовании слабый приток нефти;
2. Скважины с высоким пластовым давлением, но с низкой проницаемостью коллектора;
3. Скважины, имеющие заниженный дебит против окружающих;
4. Скважины с загрязненной призабойной зоной;
5. Скважины с высоким газовым фактором;
6. Нагнетательные скважины с низкой приемистостью;
7. Нагнетательные скважины с неравномерной приемистостью по продуктивному разрезу.

Разрыв пласта не рекомендуется проводить

1. В нефтяных скважинах, расположенных вблизи контура нефтеносности;
2. В скважинах, технически неисправных.

Максимальный эффект от ГРП обеспечивается:

1. Наибольшей шириной создаваемых в пласте трещин;
2. Распространением трещин по пласту на максимальное расстояние от забоя скважины;
3. Созданием трещин в наиболее продуктивной зоне пласта.
4. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1 Характеристика района работ

Усть-Балыкское месторождение (площадь горизонта БС10) находится в центральной части Западно-Сибирской низменности на территории Нефтеюганского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Ближайшие населенные пункты: г. Нефтеюганск, г. Сургут, г. Пыть-Ях, п. Пойковский, п. Каркатеево, п. Чеускино, п. Усть-Юган. С югом Усть-Балыкское месторождение связывают: железнодорожные пути, аэрофлот, речное сообщение и асфальтированная федеральная автодорога. Промысловые автодороги по месторождению представлены в большей части грунтово-лежневыми дорогами.

Усть-Балыкская (БС10) площадь является одной из четырех площадей Усть-Балыкского месторождения. Куда входят еще Усть-Балыкское (БС1-5), Солкинское, Западно-Усть-Балыкское месторождения. На юге Усть-Балыкская, БС10 площадь непосредственно переходит в Мамонтовское месторождение. С северо-востока, в центральную часть месторождения, вклинивается пласт БС1 Усть-Балыкского (БС1-5) месторождения. Ближайшие разрабатываемые месторождения – Солкинское, Южно-Сургутское, Омбинское.

Рельеф местности представляет сильно заболоченную равнину. Территорию Усть-Балыкского месторождения пересекают реки Обь и Юганская Обь. Абсолютные отметки рельефа меняются незначительно от 26 до 44 метров, причём минимальные отметки приурочены к берегам рек, а максимальные – к лесным массивам. В весенне-летний период большая часть территории затопляется паводковыми водами. Климат района резко-континентальный. Минимальная температура воздуха -55°С, снежный покров лежит около 200 дней в году. Летом температура выше +20°С держится около 30 дней. За летний период осадков выпадает около половины годового количества. Леса - смешанные с преобладанием ольхи, пихты, лиственницы, кедра.

Главная водная магистраль – река Обь и её протока Юганская Обь с многочисленными протоками, из которых наиболее крупными являются Большой Балык, Сингапайская и др. Между реками Обь и Юганская Обь располагаются многочисленные озёра разнообразных форм и размеров.

Объекты нефтедобычи Усть-Балыкского месторождения снабжаются электроэнергией от следующих головных подстанций:

1. Подстанция 220/35 кВ – «Усть-Балык».
2. Подстанция 110/35 кВ – «Нефтеюганская»
3. Подстанция 110/35 кВ – «Юганская»
4. Подстанция 110/35 кВ – «Парус».

От головных подстанций двухцепными ВЛ 35 кВ запитаны ПС 35/6 кВ. От ПС 35/6 кВ по кабельным линиям 6 кВ электроэнергия поступает на ДНС, КНС. С этих же подстанций по ВЛ 6 кВ запитаны ТП 6/0,4 кВ. От которых по кабельным линиям 0,4 кВ энергия поступает потребителям на скважинах и на базы цехов.

Потребление электроэнергии в 2000 году составило 264358 тыс. кВт⋅час, а средний годовой максимум нагрузки 34556 кВт.

Через территорию месторождения проходит нефтепровод Усть-Балык – Омск.

**1.2 История освоения месторождения**

Промышленная разработка горизонта БС10 Усть-Балыкского месторождения ведется с 1974 г., хотя первая скважина введена в разработку в 1966 г. В период пробной эксплуатации 1966-1973г.г. на площади работало 8 добывающих скважин. Интенсивное разбуривание и ввод скважин в эксплуатацию началось с 1974г.

Горизонт БС10 выделен в самостоятельное месторождение ввиду того, что основная залежь горизонта расположена за контуром нефтеносности пластов БС1-5 и имеет самостоятельную историю разведки, освоения и разработки. В настоящее время находится в стадии падающей добычи нефти. Максимальная добыча нефти и жидкости (соответственно 4615,2 тыс. т. и 8631,6 тыс. т.) достигнута в 1988 году. Максимальный действующий эксплуатационный фонд (884 скважины) достигнут в 1989 г. В дальнейшем с уменьшением действующего эксплуатационного фонда и добычи жидкости и с ростом обводненности, добыча нефти падает, составив в 1999 г.

1006,0 тыс. т. Необходимо отметить, что начиная с 1999 года, были начаты работы направленные на повышение добычи нефти, в том числе и за счет запуска простаивающего фонда, так в 2000 году действующий добывающий фонд составил 466 скважин, против 423 в 1999 году. Проведенный комплекс мероприятий позволил нарастить добычу нефти 2000 года относительно 1999 года и выйти на показатели разработки 1996 года (1210 тыс. т в 2000 и 1250 в 1996 году). Компенсация отбора закачкой изначально превышала единицу и на 1.01.2001 г. текущая компенсация составляет 153 %, накопленная 137%.

На 01.01.2000 г. отобрано 21 % балансовых запасов и 59 % извлекаемых при текущей обводненности продукции 71 %. Таким образом, темп обводнения продукции опережает темп выработки извлекаемых запасов на 12%. Средняя обводненность последние 4 года практически не меняется, что объясняется рядом причин: форсированным отбором из скважин низкообводненного фонда, отключением высокообводненных скважин и расширенное применение физико-химических МУН (табл. 1.1 и 1.2).

Таблица 1.1.

Фактические показатели разработки горизонта БС10 Усть-Балыкского месторождения.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Год | Добыча нефти, тыс. т | | Темп отборов от извл. зап. | | Накопл. добыча нефти, тыс. т. | | Отбор извл. запас.  % | Коэф. нефте извл.  % | Годовая добыча жидкости, тыс. т | | Накоплен. добыча жидкости, тыс. т | | Обводненность, % вес. | Закачка раб. агентов, тыс. м3 | | Компенсация отбора закачкой | |
|  | всего | мех. сп. | Нач. | Тек. | Всего | мех. сп. | всего | Мех. сп. | всего | Мех. сп. | годовая | накопленная | текущие | накопленные |
| 66 | 3 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 67 | 4 | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 68 | 7 | 0 | 0 | 0 | 13 | 0 | 0 | 0 | 7 | 0 | 13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 69 | 22 | 0 | 0 | 0 | 35 | 0 | 0 | 0 | 22 | 0 | 35 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 70 | 14 | 0 | 0 | 0 | 49 | 0 | 0 | 0 | 14 | 0 | 49 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 71 | 23 | 16 | 0 | 0 | 72 | 16 | 0 | 0 | 27 | 20 | 76 | 20 | 15 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 72 | 39 | 23 | 0 | 0 | 111 | 40 | 0 | 0 | 40 | 25 | 116 | 45 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 73 | 51 | 25 | 0 | 0 | 162 | 65 | 0 | 0 | 53 | 26 | 169 | 71 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 74 | 117 | 110 | 0 | 0 | 279 | 175 | 0 | 0 | 117 | 111 | 286 | 181 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 75 | 186 | 138 | 0 | 0 | 465 | 313 | 1 | 0 | 186 | 138 | 472 | 320 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 76 | 284 | 127 | 0 | 0 | 749 | 441 | 1 | 0 | 285 | 128 | 757 | 448 | 0 | 1050 | 1050 | 308 | 116 |
| 77 | 411 | 175 | 1 | 1 | 1159 | 616 | 1 | 1 | 426 | 189 | 1183 | 637 | 4 | 1325 | 2375 | 261 | 168 |
| 78 | 894 | 641 | 1 | 1 | 2053 | 1257 | 2 | 1 | 942 | 683 | 2124 | 1320 | 5 | 1318 | 3692 | 118 | 146 |
| 79 | 1159 | 971 | 1 | 1 | 3212 | 2228 | 4 | 1 | 1254 | 1019 | 3378 | 2339 | 8 | 2201 | 5893 | 148 | 147 |
| 80 | 1268 | 1171 | 1 | 2 | 4480 | 3399 | 5 | 2 | 1392 | 1255 | 4770 | 3594 | 9 | 2432 | 8326 | 148 | 147 |
| 81 | 1401 | 1297 | 2 | 2 | 5880 | 4696 | 7 | 2 | 1530 | 1380 | 6300 | 4974 | 8 | 2614 | 10939 | 145 | 146 |
| 82 | 1616 | 1461 | 2 | 2 | 7496 | 6156 | 8 | 3 | 1730 | 1541 | 8030 | 6514 | 7 | 2908 | 13847 | 142 | 145 |
| 83 | 1781 | 1544 | 2 | 2 | 9277 | 7700 | 10 | 4 | 1918 | 1658 | 9948 | 8173 | 7 | 3419 | 17266 | 151 | 146 |
| 84 | 2395 | 2168 | 3 | 3 | 11672 | 9868 | 13 | 5 | 2631 | 2378 | 12578 | 10551 | 9 | 4542 | 21808 | 146 | 146 |
| 85 | 3265 | 3133 | 4 | 4 | 14937 | 13001 | 17 | 6 | 4044 | 3893 | 16623 | 14444 | 19 | 6175 | 27983 | 132 | 143 |
| 86 | 3938 | 3847 | 4 | 5 | 18875 | 16848 | 21 | 8 | 5785 | 5667 | 22408 | 20110 | 32 | 7806 | 35789 | 119 | 137 |
| 87 | 4544 | 4485 | 5 | 6 | 23420 | 21333 | 26 | 9 | 8002 | 7888 | 30410 | 27998 | 43 | 10541 | 46330 | 119 | 132 |
| 88 | 4615 | 4575 | 5 | 7 | 28035 | 25907 | 31 | 11 | 8632 | 8526 | 39041 | 36524 | 47 | 12444 | 58774 | 131 | 132 |
| 89 | 4343 | 4290 | 5 | 7 | 32378 | 30197 | 36 | 13 | 8533 | 8308 | 47574 | 44832 | 49 | 13187 | 71961 | 141 | 134 |
| 90 | 3799 | 3769 | 4 | 7 | 36176 | 33966 | 40 | 15 | 7732 | 7559 | 55307 | 52391 | 51 | 11461 | 83422 | 136 | 134 |
| 91 | 3320 | 3299 | 4 | 6 | 39496 | 37264 | 44 | 16 | 7562 | 7426 | 62869 | 59817 | 56 | 11503 | 94925 | 141 | 135 |
| 92 | 2750 | 2724 | 3 | 6 | 42246 | 39988 | 47 | 17 | 7230 | 7021 | 70098 | 66838 | 62 | 10650 | 105575 | 138 | 135 |
| 94 | 1576 | 1560 | 2 | 4 | 45945 | 43652 | 51 | 18 | 4692 | 4619 | 80989 | 77528 | 66 | 5847 | 120773 | 118 | 134 |
| 95 | 1351 | 1346 | 2 | 3 | 47296 | 44998 | 53 | 19 | 4103 | 4046 | 85092 | 81574 | 67 | 6245 | 127018 | 144 | 135 |
| 96 | 1250 | 1241 | 1 | 3 | 48548 | 46239 | 54 | 19 | 3947 | 3919 | 89039 | 85492 | 68 | 5440 | 132458 | 130 | 135 |
| 97 | 1134 | 1125 | 1 | 3 | 49681 | 47364 | 55 | 20 | 3243 | 3206 | 92282 | 88699 | 65 | 5428 | 137886 | 157 | 136 |
| 98 | 1066 | 1052 | 1 | 3 | 50746 | 48416 | 57 | 20 | 3389 | 3337 | 95671 | 92036 | 69 | 5419 | 143305 | 151 | 136 |
| 99 | 1006 | 997 | 1 | 3 | 51752 | 49413 | 58 | 21 | 3432 | 3390 | 99103 | 95426 | 71 | 5379 | 148684 | 149 | 136 |
| 2000 | 1210 | 1206 | 1 | 3 | 52962 | 50619 | 59 | 21 | 4135 | 4093 | 103238 | 99519 | 71 | 6670 | 155354 | 153 | 137 |
| 2001 | 113 | 113 | 0 | 0 | 53075 | 50732 | 59 | 21 | 389 | 382 | 103627 | 99901 | 71 | 700 | 156054 | 171 | 137 |

Таблица 1.2.

Фактические показатели фонда скважин горизонта БС10 Усть-Балыкского месторождения до 01.03.2001 г.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Год | Ввод скважин в эксплуатацию | | | Фонд скважин с начала разработки | Эксплуатационный фонд | | | | | Среднегодовой дебит, т/сут | | Приемистость, м3/сут | Выбытие скважин | | | | |
| всего | Добыв. | Нагн. | Добывающие | | | Нагнетательные | | нефти | жидкости | Добывающие | | | нагнетательные | |
| Дейст. | Мех. дейст. | Б/д | Дейст. | Б/д | Ликв. | Под закачку | На др. пласт | Ликв. | На др. пласт |
| 66 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 20,7 | 20,7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 67 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 17,7 | 17,7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 68 | 1 | 1 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 21,0 | 21,0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 69 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 46,9 | 46,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 70 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 0 | 0 | 0 | 26,8 | 26,8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 71 | 1 | 1 | 0 | 3 | 3 | 2 | 0 | 0 | 0 | 22,9 | 26,8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 72 | 1 | 1 | 0 | 4 | 4 | 2 | 0 | 0 | 0 | 30,5 | 31,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 73 | 4 | 4 | 0 | 8 | 7 | 2 | 1 | 0 | 0 | 23,6 | 24,3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 74 | 3 | 3 | 0 | 11 | 11 | 6 | 0 | 0 | 0 | 42,6 | 42,7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 75 | 36 | 36 | 0 | 47 | 42 | 12 | 3 | 0 | 0 | 25,9 | 25,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 76 | 62 | 48 | 14 | 97 | 78 | 18 | 1 | 14 | 0 | 19,8 | 19,9 | 460,9 | 0 | 12 | 0 | 0 | 0 |
| 77 | 35 | 32 | 3 | 129 | 88 | 38 | 3 | 17 | 0 | 19,9 | 20,6 | 280 | 0 | 3 | 0 | 0 | 0 |
| 78 | 35 | 30 | 5 | 159 | 117 | 81 | 2 | 21 | 1 | 27,4 | 28,9 | 219,2 | 0 | 5 | 0 | 0 | 0 |
| 79 | 32 | 18 | 14 | 177 | 128 | 89 | 4 | 33 | 3 | 28,0 | 30,3 | 394,9 | 0 | 14 | 0 | 0 | 0 |
| 80 | 18 | 7 | 11 | 184 | 124 | 93 | 6 | 45 | 2 | 29,2 | 32,1 | 196,7 | 0 | 11 | 0 | 0 | 0 |
| 81 | 27 | 20 | 7 | 207 | 135 | 92 | 4 | 52 | 2 | 32,3 | 35,2 | 159,9 | 1 | 4 | 0 | 0 | 0 |
| 82 | 29 | 18 | 11 | 229 | 142 | 112 | 7 | 60 | 5 | 33,9 | 36,3 | 155,6 | 0 | 7 | 0 | 0 | 0 |
| 83 | 77 | 61 | 16 | 297 | 186 | 155 | 3 | 74 | 2 | 31,3 | 33,7 | 169,5 | 4 | 9 | 0 | 2 | 0 |
| 84 | 157 | 135 | 22 | 439 | 298 | 251 | 5 | 86 | 1 | 30,1 | 33,1 | 187,9 | 2 | 15 | 0 | 4 | 0 |
| 85 | 226 | 182 | 44 | 630 | 431 | 373 | 9 | 118 | 20 | 27,5 | 34,1 | 196 | 2 | 35 | 0 | 3 | 0 |
| 86 | 357 | 278 | 79 | 920 | 632 | 558 | 5 | 165 | 49 | 20,9 | 30,7 | 157,6 | 3 | 67 | 0 | 2 | 0 |
| 87 | 320 | 240 | 80 | 1175 | 772 | 725 | 9 | 243 | 6 | 18,6 | 32,8 | 151,7 | 1 | 65 | 0 | 1 | 0 |
| 88 | 156 | 128 | 28 | 1310 | 842 | 800 | 21 | 246 | 4 | 16,3 | 30,5 | 146,7 | 1 | 21 | 0 | 0 | 0 |
| 90 | 39 | 30 | 9 | 1449 | 793 | 775 | 98 | 190 | 2 | 12,9 | 26,2 | 184,4 | 0 | 8 | 0 | 0 | 0 |
| 91 | 0 | 0 | 0 | 1449 | 774 | 734 | 108 | 172 | 5 | 11,9 | 27,1 | 198,3 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 92 | 14 | 14 | 0 | 1463 | 743 | 705 | 139 | 164 | 5 | 10,2 | 26,7 | 190,6 | 9 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 93 | 0 | 0 | 0 | 1463 | 682 | 645 | 178 | 159 | 5 | 8,5 | 24,8 | 185,6 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 94 | 0 | 0 | 0 | 1463 | 530 | 523 | 222 | 74 | 72 | 8,3 | 24,7 | 243,1 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 95 | 0 | 0 | 2 | 1463 | 495 | 490 | 224 | 92 | 58 | 7,8 | 23,7 | 252,5 | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 |
| 96 | 1 | 1 | 0 | 1464 | 458 | 447 | 270 | 89 | 63 | 7,8 | 24,7 | 228,3 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| 97 | 0 | 0 | 0 | 1464 | 444 | 432 | 273 | 89 | 66 | 7,7 | 22,0 | 238,6 | 6 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| 98 | 0 | 0 | 0 | 1464 | 461 | 449 | 219 | 92 | 66 | 7,5 | 23,9 | 220,7 | 16 | 0 | 0 | 3 | 0 |
| 99 | 0 | 0 | 0 | 1464 | 423 | 412 | 257 | 108 | 72 | 6,8 | 23,0 | 199,4 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2000 | 3 | 3 | 0 | 1460 | 466 | 458 | 118 | 137 | 47 | 7,91 | 27,03 | 174,31 | 9 | 7 | 0 | 0 | 0 |
| 2001 | 0 | 0 | 0 | 1460 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8,62 | 29,65 | 172,03 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

2. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

**2.1 Краткая геологическая характеристика месторождения**

В тектоническом отношении Усть-Балыкское месторождение приурочено к Сургутскому своду – положительной структуре первого порядка, которая осложнена рядом структур второго порядка, такими как Янгурское, Чернореченское куполовидные поднятия, Пойкинский, Пимский валы и др. Усть-Балыкская и Солкинская структура (третьего порядка) расположены в юго-восточной части Пимского вала.

В геологическом строении месторождения, принимают участие породы древнего складчатого палеозойского фундамента и платформенные терригенные осадочные образования юрского, мелового, палеогенового и четвертичного возрастов.

В настоящее время промышленно нефтеносными являются пласты БС1, БС2+3, БС4, БС5, БС10 и пласты АС7 и БС1 на Солкинской площади Усть-Балыкского месторождения.

Усть - Балыкское поднятие представляет собой наибольшую крупную антиклинальную складку меридионального простирания. По отражающему горизонту “Б” эта структура в пределах сейсмоизогипсы – 2700 м и имеет размеры 8 х 16 км. Максимальная отметка свода поднятия по данным сейсмики составляет – 2540 м. Амплитуда поднятия составляет 120 – 125 м. Длинная ось структуры несколько изогнута и образует ряд небольших куполков, оконтуренных изогипсой – 2600 м, в пределах которой они имеют размеры от 0,7 х 1,5 км до 1,5 х 2,5 км, крылья структуры пологие, имеют извилистые очертания, слабо асимметричные. Углы наклона крыльев колеблются от 1°30′ (северо-восточного) до 2°30′ (юго-западного).

Продуктивный горизонт БС10 залегает в верхней части Южно-Балыкской пачки. Представлен преимущественно алевролитами, реже песчаниками. Коллекторами нефти являются средне- и крупнозернистые алевролиты и мелкозернистые песчаники. Породы характеризуются высокой глинистостью, плохой и средней сортировкой обломочного материала, большим содержанием алевролитовых фракций и повышенной общей карбонатностью. По вещественному составу породообразующих компонентов песчано-алевролитовые породы горизонта БС10 относятся полимиктовых с высоким содержанием обломков пород (в среднем 30,2%) и преобладанием полевых шпатов. Цементируются они в основном глинистыми минералами, среди которых преобладают гидрослюды. От выше залегающих водоносных пластов БС9 и БС8 Южно-Балыкская пачка перекрыта аргилито-алевролитистыми породами Чеускинской пачки, которая является покрышкой для залежи горизонта БС10.

По материалам скважин, вскрывших горизонт Б10, установлено, что песчаники горизонта распространены в южной и юго-восточной частях Усть-Балыкского поднятия и простираются в южном направлении на Мамонтовское месторождение. В северной и северо-западной частях Усть-Балыкской структуры песчаники замещены глинисто-алевролитовыми породами. В региональном плане граница залегания песчано-алевролитовой толщи горизонта БС10 протягивается с юго-запада на северо-восток почти по центральной части Усть-Балыкской структуры.

Строение продуктивного горизонта БС10 весьма сложное. Вся толща горизонта Б10 на Усть-Балыкском месторождении разделена на три объекта: БС10(1), БС10(2), БС10(3), которые индексируются сверху – вниз.

Пласт БС10(1) в песчаной фации развит вблизи сводовой части структуры и полностью замещён в юго-восточной и южной её частях.

Эффективные нефтенасыщенные толщины пласта колеблются от 0 м до 5-6 м. В северной части толщина увеличивается, строение пласта более однородное, расчленённость невысока.

Коллекторы основного пласта БС10(1) отличаются от пород пласта БС10(3) более высоким содержанием песчаного материала и меньшими значениями алевритовых фракций.

Пласт БС10(1) изучен достаточно детально, проницаемость по керну составила 0,0658 мкм3.

Пласт БС10(2) выделяется во всех скважинах, вскрывших горизонт Б10. Общая мощность пласта значительная, эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 0 до 19 м. Пласт БС10(2) в песчаной фации протягивается на Мамонтовское месторождение. По своему строению пласт неоднороден, представлен переслаиванием песчаных и глинистых пропластков. Проницаемость по керну составляет 0,0642 мкм3.

Песчаники пласта БС10(3) прослеживаются в виде узкой полосы в северной и центральной частях площади и только на юге они имеют площадное распространение. Эффективные насыщенные толщины колеблются от 0 до 14 м. Пласт сильно расчленён, неоднороден, заглинизирован, нефтенасыщение пласта низкое, особенно вблизи зоны неколлекторов. Проницаемость по керну самая низкая - 0,0544 мкм3.

Водонефтяной контакт для пластов единый, т.к. выдержанных мощных глинистых пропластков между пластами всей площади не прослеживается. Горизонт Б10 является единым гидродинамическим резервуаром. Средняя отметка ВНК 2395 м.

Продуктивность горизонта различна от нескольких тонн нефти до 65 т/сут. на 8 мм штуцера.

В целом по горизонту БС10 средняя проницаемость по керну составляет 0,0654 мкм3.

2.2 Характеристика продуктивных пластов

2.2.1 Открытая пористость

Расчёт средних значений открытой пористости проводился по данным лабораторных исследований керна, по данным промысловой геофизики. Средняя величина пористости по горизонту БС10 составляет 21,0%.

# 2.2.2 Проницаемость

Характеризует фильтрационные свойства продуктивного пласта. Средняя проницаемость коллектора горизонта БС10 составляет 103 мд, пласта БС10(1) – 92 мд, БС10(2) – 130 мд, БС10(3) – 83 мд.

# 2.2.3 Коэффициент нефтенасыщенности

Определялось по данным промысловой геофизики. Среднее значение начальной нефтенасыщенности по горизонту БС10 – 63,3%, пласта БС10(1) – 65%, БС10(2) – 66%, БС10(3) – 59%.

## Таблица 2.1

## Содержание сер, смол, асфальтенов и парафинов в массовых долях.

|  |  |
| --- | --- |
| Серы | 1,73 |
| Смол силикагеливых | 7,16 |
| Асфальтенов | 3,42 |
| Парафинов | 3,17 |

По сравнению с другими залежами Усть-Балыкского месторождения нефтяной газ пласта БС10 более тяжёлый, молярная концентрация метана 69,18%. Доля пропан-бутановой фракции достигает 18,64%. Доля тяжёлых углеводородов С6+ в нефтяном газе около 1,5%, количество двуокиси углерода в газе незначительно, менее 0,2%.

##### 2.2.4 Основные параметры других продуктивных пластов Усть-Балыкского месторождения

Таблица 2.2.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметры | Пласт АС7 | Пласт БС1 | Пласт БС2-3 | Пласт БС4 | Пласт БС5 |
| Средняя нефтенасыщенная толщина, м | 5,7 | 8 | 9,9 | 3,2 | 4,7 |
| Средняя пористость, % | 23 | 23 | 23,6 | 23,4 | 24,6 |
| Проницаемость, мд | 238 | 372 | 367 | 575 | 278 |
| Физико-химические свойства пластовой нефти | | | | | |
| Плотность, кг/м3 | 846 | 806 | 819 | 820 | 837 |
| Вязкость, мПа ⋅ с | 12,4 | 3,23 | 3,79 | 4,07 | 3,85 |
| Давление насыщения, МПа | 9,15 | 9,68 | 8,86 | 9,1 | 8 |
| Газосодержание, м3/т | 37,48 | 46,08 | 41,57 | 46,35 | 47,22 |
| Плотность сепарированной нефти, кг/м3 | 873 | 879 | 884 | 891 | 887 |
| Вязкость при 20°С, мПа ⋅ с | 25 | 30,32 | 33,6 | 48,2 | 35,25 |
| Содержание | | | | | |
| Серы, % | 1,45 | 1,4 | 1,4 | 1,9 | 1,5 |
| Парафинов, % | 3,57 | 3,8 | 3,4 | 5,2 | 4,7 |
| Смол, % | 10,56 | 10,8 | 13,7 | 10,5 | 8,8 |
| Асфальтенов, % | 3,7 | 2,7 | 2,1 | 3,3 | 3,5 |

**2.3 Свойства пластовых жидкостей и газов**

2.3.1 Физико-химические свойства и состав пластовых жидкостей и газов

Нефть продуктивного горизонта БС10 представляет собой тёмно-коричневую, маслянистую, достаточно подвижную жидкость. Характеризующуюся средним газосодержанием, значительной степенью пережатия (пластовое давление в 2 и более раза выше давления насыщения), вязкость нефти в пластовых условиях 3,22 мПа ⋅ с. Молекулярная масса пластовой нефти 165 кг/моль. Количество растворённого метана в нефти составляет 27,4%. Молекулярная масса разгазированной нефти равна 259, суммарная доля углеводородов СH4 – С5Н12 составляет 5,97%.

Таблица 2.3

Свойства пластовой нефти горизонта БС10.

|  |  |
| --- | --- |
| Пластовое давление, МПа | 23,1 |
| Пластовая температура, °С | 73 |
| Давление насыщения, МПа | 8,8 |
| Газосодержание, м3/т | 57,2 |
| Газовый фактор, м3/т | 53,3 |
| Объёмный коэффициент | 1,147 |
| Плотность нефти, кг/м3 | 815 |
| Объёмный коэффициент при условиях сепарации | 1,130 |
| Вязкость нефти, мПа ⋅ с | 3,22 |
| Коэффициент сжимаемости 1/мПа ⋅ 10-4 | 10,02 |

Таблица 2.4

Физико-химические свойства разгазированной нефти горизонта БС10.

|  |  |
| --- | --- |
| Плотность, кг/м3 | 879,8 |
| Вязкость, мПа ⋅ с, при 20°С | 27,0 |
| При 50°С | 9,3 |
| Температура застывания, °С | -5 |
| Температура насыщения нефти парафином, °С | 30,6 |
| Температура плавления парафинов, °С | 54 |
| Температура начала кипения нефти, °С | 72 |

2.3.2 Физико-химические свойства воды

Вода всех пластов хлоркальциевого типа, плотность колеблется в небольших пределах 1010 – 1011 кг/м3. Общая минерализация вод 15,6 г/л – 19,6 г/л. Содержание гидрокарбонатов увеличивается с глубиной. Сульфат-ионы отсутствуют. При нарушении начальных условий эксплуатации месторождения в системе пласт – скважина – сборный трубопровод возможно отложение солей.

Таблица 2.5.

Свойства и ионный состав пластовой воды.

|  |  |
| --- | --- |
| Газосодержание, Rг, м3/т | 2,62 |
| В т.ч. сероводорода, м3/т | − |
| Объёмный коэффициент bв | 1,015 |
| Вязкость μв, мПа⋅с | 0,43 |
| Общая минерализация, г/л | 15,6 |
| Cl | 8720,3/245,8 |
| SO4 | − |
| HCO3 | 908,9/14,9 |
| Ca | 120,2/6,0 |
| Mg | 6,2/0,51 |
| Na + K | 5842/254 |

Таблица 2.6.

Компонентный состав пластовой нефти

|  |  |
| --- | --- |
| Компоненты | Содержание компонентов, % |
| СО2 | 0,1 |
| N2 | 0,63 |
| C1H4 | 26,8 |
| C2H6 | 2,39 |
| C3H8 | 4,99 |
| i-C4H10 | 1,15 |
| n-C4H10 | 3,43 |
| i-C5H12 | 1,28 |
| n-C5H12 | 2,05 |
| C6+ | 57,18 |
| Молекулярная масса, г/моль | 166,3 |

**3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

**3.1 Основные проектные решения по разработке месторождения**

По Усть-Балыкскому, БС10 месторождению имеется 4 основных проектных документа, утвержденных центральной комиссией по разработке:

1. Технологическая схема разработки. (Гипротюменнефтегаз). Утверждена протоколом ЦКР МНП №349 от 28.10.71 г.
2. Технологическая схема разработки. Утверждена протоколом ЦКР МНП №592 от 10.05.78 г.
3. Технологическая схема разработки. Утверждена протоколом ЦКР МНП №964 от 21.04.82 г.
4. Проект разработки. Утвержден протоколом ЦКР МНП №1259 от 10.06.87г.

Основные положения указанных проектных документов сводятся к следующему.

1. Первым проектным документом является технологическая схема Гипротюменнефтегаза 1971 г., которая предусматривала:

* Площадное заводнение по семиточечной системе с расстоянием между скважинами 750 м (ПСС=48,7 га/скв).
* Бурение 200 эксплуатационных и 97 нагнетательных скважин.
* Максимальный годовой уровень добычи нефти 2,75 млн. т.
* Среднегодовая закачка воды 5,17 млн. м3.
* Резервный фонд в количестве 90 скважин.
* Обводнение к концу периода 41,7%.
* Местоположение нагнетательных скважин при необходимости уточнять с учетом особенностей литологического строения коллекторов.
* В периферийные скважины (вблизи зоны замещения коллекторов и контура нефтеносности) закачку воды не производить.

1. В 1978 г. МНП утверждена вторая технологическая схема разработки. Тех схема предусматривала:

* Проектный уровень добычи нефти – 1,7 млн. т/год (с поддержанием полки стабильной добычи 5 лет).
* Применение площадной системы заводнения с размещением скважин по семиточечной схеме 750х650 м (ПСС=48,7 га/скв).
* Бурение 117 добывающих и 57 нагнетательных скважин при общем пробуренном фонде 374 скважины.
* Резервный фонд 77 скважин.
* Применение закачки жидкой углекислоты с 1985 г.
* Накопленная добыча к концу разработки 46 млн. т.
* Максимальный объем закачки воды – 3,8 млн. м3/год.
* Давление на устье нагнетательных скважин 120 кгс/см2.

1. В 1982 г. МНП утверждена еще одна технологическая схема разработки. Вследствие выявления сложного строения горизонта БС10 в тех схеме рекомендуются крупномасштабные мероприятия по усовершенствованию системы разработки путем уплотнения сетки скважин в 4 раза. Приняты следующие положения:

* Проектный уровень добычи нефти – 2,8 млн. т/год.
* Применение площадной семиточечной системы разработки с размещением проектных скважин по равномерной сетке 375х325 м (ПСС=12,2 га/скв).
* Бурение пласта на залежь БС10 1390 скважин, в т.ч. 909 добывающих, 431 нагнетательных и 50 резервных при общем проектном фонде 1600 скважин.
* Проектный объем закачки воды – 9,896 млн. м3/год.
* Давление на устье нагнетательных скважин – 150 кгс/см2.

1. Последним проектным документом, по которому в течении 13 лет разрабатывается Усть-Балыкское, БС10 месторождение, является проект разработки, утвержденный МНП в 1987 г. Составление проектного документа вызвано опережающим бурением скважин в 1,8 раза относительно предусмотренного в тех схеме 1982 г. и нерентабельностью разбуривания краевых зон с высокой плотностью сетки скважин – 12 га/скв. В связи с этим в проекте предусмотрен отказ от бурения части уплотняющих скважин на юге залежи, в результате чего плотность в этой зоне уменьшится до 22 га/скв. В целом по площади проектом рекомендовано:

* Выделение двух эксплуатационных объектов (горизонт БС10, пласт БС16-20).
* Реализация площадной семиточечной системы воздействия по объекту БС10 (плотность сетки 12,2 га/скв., категория С1) и объекту БС16-20 (категория С2) с расстояние между скважинами 500 м, раздельной закачкой воды в пласты БС16-17 и БС18-19-20 и их совместной эксплуатацией в добывающих скважинах.
* Применение по объекту БС10 (категория С2) блоковой трех рядной системы с расстоянием между скважинами 500 м.
* Бурение на запасы категории С1 (объект БС10) 745 скважин, в т.ч. 485 добывающих, 117 нагнетательных, 75 резервных и 8 контрольных при общем проектном фонде 1465 скважин.
* Бурение на запасы категории С2 (объект БС16-20) 31 скважины, в т.ч. 15 добывающих, 11 нагнетательных и 5 резервных при общем проектном фонде 32 скважины.
* Давление на устье нагнетательных скважин для объекта БС10 – 140 кгс/см2, БС16-20 – 180 кгс/см2.
* Механизированный способ эксплуатации скважин (ЭЦН, ШГН).

Кроме проектных документов, на разработку месторождения имеются документы, в которых приняты прогнозные уровни добычи нефти:

1. Лицензионное соглашение с Комитетом РФ по геологии и использованию недр Администрации Ханты-Мансийского автономного округа (подписано 20.09.93 г.).
2. «Уточнение уровней добычи нефти по месторождениям АО «Юганскнефтегаз» на период 1996-2000 гг». Исполнители: АО «ЮНГ», СибНИИНП. Утверждено ЦКР (протокол №1961 от 6.12.1995 г.).
3. «Расчет добычи нефти по месторождениям ОАО «Юганскнефтегаз» на 1997г». Выполнено ОАО «ЮНГ». Утверждено ТКР (протокол №1 от 17.01.1997 г.).
4. «Расчет добычи нефти по месторождениям ОАО «Юганскнефтегаз» на 1998 г». Выполнено ОАО «ЮНГ» совместно с ВНИИЦ «Нефтегазтехнология». Утверждено ТКР (протокол №30 от 11.12.1997 г.).

Лицензионное соглашение предусматривает следующие пункты, касающиеся запасов нефти, газа и разработки месторождения:

* Запасы углеводородного сырья по месторождению, согласно государственному балансу запасов Минтопэнерго России по объединению «Юганскнефтегаз» за 1992 г. по состоянию на 01.01.1993 г. и Протоколу ГКЗ РФ №10442 от 10.06.88 г., приведены ниже

Таблица 3.1.

Запасы сырья по Усть-Балыкскому месторождению на 01.01.93 г.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Категория | Протокол ГКЗ | | Баланс ВГФ на 1.1.1993 г. | |
| нефть, тыс. т | газ, млн. м3 | нефть, тыс. т | газ, млн. м3 |
| Геологические запасы | С1 | 201105 | 9251 | 202348 | - |
| С2 | 9458 | 422 | 3530 | - |
| С1+С2 | 210563 | 9673 | 205878 | - |
| Извлекаемые запасы | С1 | 86318 | 3970 | 86493 | 3979 |
| С2 | 2747 | 126 | 1489 | 68 |
| С1+С2 | 89065 | 4096 | 87982 | 4047 |
| КИН | С1 | 0,429 |  | 0,427 |  |
| С2 | 0,29 |  | 0,422 |  |
| С1+С2 | 0,423 |  | 0,427 |  |

Примечание: На балансе ВГФ запасов числится меньше утвержденных ГКЗ в связи с тем, что все запасы ачимовской пачки отнесены к забалансовым.

* Уровни добычи нефти на 1994-1996 гг. определены согласно Протоколу ЦКР №1569 от 04.08.1993 г., на 1997-2012 гг. – согласно экспертному заключению, выполненному СибНИИНП в 1993 г. и составляют:

Таблица 3.2.

Уровни добычи нефти на 1994-2012 гг.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Год | Уровень добычи | | КИН доли ед. | % утилизации газа |
| нефть, тыс. т | газ, млн. м3 |
| 1994 | 1655 | 84,9 | 0,228 | 98 |
| 1995 | 1270 | 64,8 | 0,235 | 98 |
| 1996 | 1016 | 51,8 | 0,24 | 98 |
| 1997 | 864 | 44,1 | 0,244 | 98 |
| 1998 | 760 | 38,8 | 0,248 | 98 |
| 1999 | 692 | 35,3 | 0,252 | 98 |
| 2000 | 643 | 32,8 | 0,254 | 98 |
| 2001 | 601 | 30,7 | 0,257 | 98 |
| 2002 | 565 | 28,8 | 0,26 | 98 |
| 2003 | 534 | 27,2 | 0,263 | 98 |
| 2004 | 508 | 25,9 | 0,265 | 98 |
| 2005 | 482 | 24,6 | 0,268 | 98 |
| 2006 | 458 | 23,4 | 0,27 | 98 |
| 2007 | 440 | 22,4 | 0,272 | 98 |
| 2008 | 422 | 21,5 | 0,274 | 98 |
| 2009 | 405 | 20,7 | 0,276 | 98 |
| 2010 | 389 | 19,8 | 0,278 | 98 |
| 2011 | 377 | 19,2 | 0,28 | 98 |
| 2012 | 366 | 18,7 | 0,282 | 98 |

В дополнительном соглашении от 16.04.1997г. (между Комитетом и ОАО «Юганскнефтегаз») последний обязуется:

* В 2005г. предоставить Органам на согласование проект доразведки;
* В 1999г. утвердить на ЦКР пересчет запасов;
* В 1999г. утвердить на ЦКР проект доразработки Усть-Балыкской группы месторождений;

Уровни добычи нефти и газа на 1998г. приняты согласно Протоколу Ханты-Мансийской ТКР №30 от 11.12.1997г.:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | Добыча нефти, тыс. т | 1094 |
|  | Добыча газа, млн. м3 | 50,3 |
|  | Утилизация газа, % | 95 |

Уровни добычи начиная с 1997г. определяются ежегодно дополнительными соглашениями с Комитетом по нефти и газу Администрации округа.

Таблица 3.3.

Сравнение уровней добычи нефти из различных источников.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Документ | Годы | | | | |
| 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 |
| 1 | Проект разработки, 1987г. | 1924 | 1745 | 1600 | 1476 | 1370 |
| 2 | Лицензионное соглашение, 1993г. | 1016 | 864 | 760 | 692 | 643 |
| 3 | Утвержденные ЦКР в 12.1995г. | 1215 | 1196 | 1158 | 1139 | 1124 |
| 4 | Утвержденные Х-Мансийским ТКР на 1997г. | - | 1127 | - | - | - |
| 5 | Утвержденные Х-Мансийским ТКР на 1998г. | - | - | 1094 | - | - |

###### Таблица 3.4.

Усть-Балыкское, БС10 месторождение

Характеристика проектных документов

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Техсхема 1971г. | Техсхема 1978г. | Техсхема 1982г. | | Проект разработки 1987г. | | | |
|  |  |  |  | | Б10(кат.С1) | Б16-20(кат.С2) | | |
| Система воздействия | Площадная семи точечная | | | | | | |
| Сетка скважин, м | 750х650 | 750х650 | 375х325 | 375х325 | | | 500х433 |
| Плотность сетки, га/скв. | 49 | 49 | 12,2 | 12,2 | | | 21,7 |
| Количество объектов разработки | 1 | 1 | 1 | 1 | | | 1 |
| Общий фонд скважин, | 387 | 374 | 1600 | 1465 | | | 32 |
| в т.ч. добывающих | 200 | 200 | 1050 | 941 | | | 16 |
|  |  |  |  |  | | |  |
| нагнетательных | 97 | 97 | 500 | 421 | | | 11 |
| резервных | 90 | 77 | 50 | 75 | | | 5 |
| контрольных | - | - | - | 28 | | | - |
| Максимальный проектный уровень добычи нефти, млн. т | 2,75 | 1,7 | 2,8 | 4,206 | | | 0,057 |
| Год выхода на максимальный уровень | Не опр. | 1982 | 1985 | 1987 | | | 1995 |
| Накопленная добыча нефти, млн. т | 46 | 46 | 66,35 | 79,314 | | | 1,22 |
| Темп отбора, % | 6 | 3,7 | 4,2 | 5,3 | | | 4,7 |
| Извлекаемые запасы на 1 доб. скв., тыс. т/скв. | 230 | 230 | 63 | 84 | | | 76 |
| КИН | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,42 | | | 0,24 |

###### 

Рис. 3.1. Сравнительная характеристика проектных документов: 1 – 1971 г.; 2 – 1978 г.; 3 – 1982 г.; 4 – 1987 г.

###### Таблица 3.5.

Основные проектные показатели

(Проект разработки, 1987г.)

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Б10 | | | Б16-20 | В сумме | | |
| С1 | С2 | С1+С2 | С2 | С1 | С2 | С1+С2 |
| Вскрытие (совместное или раздельное) | Совместно | | | Не разрабат. |  | | |
| Система разработки | площадная семи точечная | Блоковая 3х рядная |  | площадная семи точечная |  |  |  |
| Сетка, м х м | 375х325 | 500х433 |  | 500х433 |  |  |  |
| Плотность сетки, га/скв. | 12,2 | 21,7 |  | 21,7 |  |  |  |
| Максимальный проектный уровень: | |  |  |  |  |  |  |
| добычи нефти, млн. т | 4,206 | 0,32 | 4,206 | 0,057 | 4,206 | 0,355 | 4,206 |
| добычи газа, млн. м3 | 193,5 | 14,7 | 193,5 | 3,03 | 193,5 | 16,7 | 193,5 |
| добычи жидкости, млн. т | 10,861 | 0,81 | 11,296 | 0,09 | 10,861 | 0,887 | 11,302 |
| закачки воды, млн. м3 | 13,498 | 1,013 | 14,072 | 0,107 | 13,498 | 1,111 | 14,08 |
| Год достижения максимального уровня: | |  |  |  |  |  |  |
| добычи нефти | 1987 | 1993 | 1987 | 1995 | 1987 | 1994 | 1987 |
| добычи жидкости | 1992 | 2007 | 1992 | 2055 | 1992 | 2007 | 1992 |
| закачки воды | 1991 | 2007 | 1992 | 2055 | 1991 | 2007 | 1992 |
| Темп отбора, % | 5,3 | 5,7 | 4,9 | 4,7 | 5,3 | 5,1 | 4,9 |
| Накопленная за весь срок: |  |  |  |  |  |  |  |
| Добыча нефти, млн. т | 79,3 | 5,6 | 84,9 | 1,3 | 79,3 | 6,9 | 86,2 |
| Добыча газа, млн. м3 | 3648,4 | 256 | 3904,4 | 64,3 | 3648,4 | 320,3 | 3968,7 |
| Добыча жидкости, млн. т | 548,9 | 34,6 | 583,5 | 5,2 | 548,9 | 39,8 | 588,7 |
| Закачка воды, млн. м3 | 589,8 | 36,4 | 626,2 | 6,4 | 589,8 | 42,8 | 632,6 |
| Фонд скважин – общий | 1437 | 88 | 1525 | 32 | 1437 | 120 | 1557 |
| в т.ч. добывающих | 941 | 60 | 1001 | 16 | 941 | 76 | 1017 |
| нагнетательных | 421 | 28 | 449 | 11 | 421 | 39 | 460 |
| резервных | 75 | - | 75 | 5 | 75 | 5 | 80 |
| Фонд контрольных скважин | 28 | - | 28 | - | 28 | - | 28 |
| Коэффициент нефтеотдачи, доли ед. | 0,421 | 0,349 | 0,416 | 0,24 | 0,421 | 0,322 | 0,411 |
| Удельные НИЗ, тыс. т на |  |  |  |  |  |  |  |
| 1 добывающую скважину | 84,3 | 92,8 | 84,8 | 78,8 | 84,3 | 89,8 | 84,7 |
| 1 добыв. + 1 нагнетат. | 58,2 | 63,3 | 80,8 | 46,6 | 58,2 | 59,3 | 58,3 |
| 1 добыв. + 1 нагнетат. + 1 резервн. | 55,2 | 63,3 | 55,5 | 39,3 | 55,2 | 56,9 | 55,2 |

**3.2. Состояние разработки месторождения и фонда скважин**

Проектные решения, утвержденного проекта разработки 1987 г., по месторождению по основным принципиальным положениям практически выполнены (рис.3.2):

* Уточненный проектный фонд 1538 с учетом отказа от бурения 73 проектных скважин (авторский надзор, 1988г.) и размещения дополнительного фонда в количестве 24 скважин (2 на БС6 и 22 на горизонт БС10 в зоне расширения площади нефтеносности) пробурен на 93% по плотной сетке скважин 375х325 м или 12,2 га/скв. в центральной части месторождения и по сетке 500х433 или 21,7 га/скв. на южном и северном окончаниях месторождения. Недобуренные 104 скважины составляют, в основном, резервный фонд.
* Максимальный проектный уровень 4,206 млн. т добычи нефти перекрыт на 409 тыс. т или почти на 10% в 1988г. Максимальная добыча нефти 4,615 млн. т достигнута при среднем дебите нефти 16,3 т/сут. (ниже проектного на 11%) и при действующем фонде 838 скважин, превышающем проект на 26%. А максимальная добыча жидкости (1988г.) не достигнута на 2,6 млн. т или на23%, ввиду пониженной обводненности добываемой продукции за весь период. Максимальная закачка незначительно меньше (на 885 тыс. м3 или на 6%). Недостижение проектных уровней по добыче жидкости и закачки воды также связано с опережающим выбытием скважин из эксплуатации по причине малодебитности или высокого обводнения.
* Заводнение залежи, первоначально организованное путем остановки части нагнетательных скважин по площадной семиточечной системе, трансформировано, начиная с 1983г., в блоковую трех рядную систему, которая постепенно сформировывается в блочно-замкнутую. В настоящее время, вследствие отключения значительной части нагнетательных скважин, система заводнения, в большей степени, площадная или очаговая.
* Нестационарное заводнение применяется на площади не в классической форме с периодом 15-30 суток, а в виде ограничения объемов закачиваемой воды в летнее время с последующим увеличением в зимний период, т.е. с периодом в несколько месяцев.
* Давление на устье нагнетательных скважин за последние годы снижено до 130 атм., т.е. на 10 атм. Относительно проекта – 140 атм.
* Забойное давление 158 атм. существенно ниже на 22 атм., чем по проекту - 180 атм. Депрессия на пласт увеличилась с 65 атм. до 87 атм. т.е. на 34%.
* Приемистость нагнетательных скважин в 2001г. (172,03 м3/сут) составляет среднее значение между принятой в проекте с применением циклической закачки (150 м3/сут) и без нее (300 м3сут).
* Разбуривание ачимовской пачки не осуществлялось. Проектный фонд в количестве 32 скважин не пробурен в связи с низкой продуктивностью пластов, с большим риском получения нерентабельных дебитов.

Состояние выполнения проектных решений по горизонту Б10.

**Фактически достигнуто**

Показатели

**Проект, 1987г.** (вариант 3)

**375х325**

(500х433)

**375Х325**

500Х433

Сетка скважин, мхм (1 и 10 блок)

**12,2**

(21,7)

Плотность, га/скв. (1 и 10 блок)

**12,2**

(21,7)

**I-площ.,7-точ.**

**II-бл.замк.**

**Площ., 7-точ.**

Система заводнения

**1431**

**981**

**432**

**-**

**18**

**1555**

**1001**

**449**

**75**

**30**

Фонд скважин всего, шт. в т.ч. добывающих

**нагнетательных**

**резервных**

**контрольных**

**4,615**

**212,3**

**8,651**

**13,187**

**4,206**

**193,5**

**11,296**

**14,072**

Максимальный уровень

**добычи нефти, млн.т**

**добычи газа, млн.м3**

**добычи жидкости , млн.т**

**закачки воды, млн.м3**

**1988**

**1988**

**1989**

Год достижения

**добычи нефти**

**добычи жидкости**

**закачки воды**

**1987**

**1992**

**1992**

**ЭЦН-59%**

**ШГН-36%**

**Фонт.-5%**

Способ эксплуатации

**ЭЦН-62%**

**ШГН-30%**

**Фонт.-8%**

**частично**

Применение нестационарного заводнения

**предусмотрено**

**ЧНЗ-2,5**

**ВНЗ-3**

**ЧНЗ-2**

**ВНЗ-3**

Предельная толщина разбуривания, м

Давление на устье нагнет. скв., атм.

**140**

**140**

**180**

**180**

Забойное давление, атм.

**150**

**(300)**

Приемистость нагнет. скв., м3/сут

(при циклике)

**253**

Рис. 3.2. Состояние выполнения проектных решений по горизонту БС10.

Из сопоставления динамики основных фактических и проектных показателей разработки с начала утверждения проектного документа, т.е. с 1987г. приведена на рисунке 3.2. Из него следует, что:

1. превышающая с 1987г над проектом фактическая добыча нефти снизилась к 1991г до проектного значения. При дальнейшем уменьшении добычи разница между фактом и проектом достигла максимума в 1995г - до 37%. Причиной невыполнения проектной добычи нефти явилось выбытие большого количества скважин при незначительной разнице в средних дебитах между фактом и проектом.
2. добыча и дебит жидкости не достигают проектных уровней начиная с 1988г. притом невыполнение добычи жидкости увеличилось до трехкратной степени к 2000г за счет низких отборов нефти при более низкой обводненности добываемой продукции.
3. объемы закачиваемой воды, несущественно превышающие над проектом до 1989г, резко сокращались в период 1990 - 1994гг при отключении большого фонда нагнетательных скважин. Отставание от проекта по закачке воды в 1994г достигло в 2,2 раза. В 2000 году закачку увеличили до 6670 тыс. м3/год, но до проектного уровня не дошли.
4. опережающее бурение скважин - при разнице до 15% в год по сравнению с проектом, привело к завершению разбуривания площади практически в 1989г (небольшое бурение: 33 тыс. м и 24 тыс. м было проведено в 1990 и 1992гг) против запроектированного в 1993г.
5. дебит нефти новых скважин получен значительно выше, чем по проекту в 1987 и 1988 гг., соответственно на 23% и 28% при более низкой обводненности, ниже на 7-8% (абс.), в связи с разбуриванием в эти годы более продуктивных зон залегания пластов БС101+2+3.

Сравнение фактических показателей разработки месторождения за 1999 - 2000 гг. проведены:

1. С проектными согласно утвержденному проекту разработки (протокол ЦКР МНП №1259 от 10.06.1987).
2. С принятыми в лицензионном соглашении между Комитетом по нефти и газу администрации округа и ОАО «Юганскнефтегаз», подписанным 20.09.1993г.
3. С уровнями добычи нефти, утвержденными ЦКР РФ (протокол №1961 от 06.12.1995г.).
4. С расчетными, проведенными ОАО «ЮНГ» и утвержденными Ханты-Мансийской ТКР (протокол №1 от 17.01.1997г.и протокол №30 от 11.12.1997г.).

Таблица 3.6.

Усть-Балыкское, БС10 месторождение

Сравнение проектных и фактических показателей разработки

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | | 1999 г. | | | | | 2000 г. | | | | |
| проект  (1987) | лицен.  соглаш.  (1993) | утв. ЦКР  (1995) | утв. ТКР  01.97г. | факт | проект  (1987) | лицен.  соглаш.  (1993) | утв.ЦКР  (1995) | утв.ТКР  01.97г. | факт |
| 1 | Добыча нефти всего, тыс. т | 1924 | 1016 | 1215 | 1127 | 1006 | 1745 | 864 | 1196 | 1127 | 1210 |
| 2 | В т.ч. из перешед. скв., тыс. т | 1924 | 1016 | 1155 | 1127 | 1006 | 1745 | 864 | 1136 | 1127 | 1210 |
| 3 | То же из новых скв. тыс. т | - | - | 60 | - | - | - | - | 60 | - | - |
| 4 | Ввод новых скв. всего, шт. | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 3 |
| 5 | В том числе из экспл. бурения, шт. | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 6 | То же из нагнет. бурения, шт. | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 7 | То же из развед. бурения , шт. | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 8 | То же из освоения прошлых лет, шт. | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 9 | То же из резервного бурения, шт. | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 10 | Дебиты новых скв., т/сут. | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 35 |
| 11 | Число дней работы новых скв. | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 455 |
| 12 | Средняя глубина новой скважины, м | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2450 |
| 13 | Экспл. брение всего, тыс. м | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 14 | В том числе доб. скважин, тыс. м | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 | То же вспомогат. скважин, тыс. м | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 16 | Из низ нагнет. под закачку, тыс. м | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 17 | Выбытие из вновь введенных скв. шт. | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 18 | Кол-во новых скв. на конец года, шт. | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 3 |
| 19 | Дни работы перешедших скважин | 347 | 328 | 328 | 328 | 335 | 347 | 328 | 328 | 328 | 332 |
| 20 | Доб. нефти из новых скв.П.Г., тыс. т | - | - | - | 2 | - | - | - | - | 2 | - |
| 21 | То же из перешедших скв.П.Г., тыс. т | 2142 | 1270 | 1282 | 1285 | 1380 | 1924 | 1016 | 1155 | 1285 | 1280 |
| 22 | Сум.доб.нефти из переш.скв., тыс. т | 2142 | 1270 | 1282 | 1287 | 1380 | 1924 | 1016 | 1155 | 1287 | 1280 |
| 23 | Доб.нефти из переш.скв.Д.Г., тыс. т | 1924 | 1016 | 1155 | 1127 | 1280 | 1745 | 864 | 1136 | 1127 | 1164 |
| 24 | Падение добычи нефти, тыс. т | -218,1 | -253,9 | -289 | -160 | -99,7 | -178,4 | -152,4 | -142 | -160 | -116 |
| 25 | Процент падения добычи нефти | -10 | -20 | -20 | -12,4 | -7 | -9 | -15 | -11 | -12,4 | -9 |
| 26 | Мощность новых скважин, млн. т | - | - | - | - | 0,07 | - | - | - | - | - |
| 27 | Действ. Фонд доб.скв. на К.Г., шт. | 701 | 753 | 518 | 468 | 423 | 689 | 740 | 528 | 468 | 466 |
| 28 | В т.ч. нагнет. в отработке, шт. | - | 44 |  | 23 | 23 |  | 44 |  | 23 | 39 |
| 29 | Фонд добывающих скв. на К.Г., шт. | 738 | 828 | 732 | 721 | 680 | 813 | 661 | 704 | 721 | 584 |
| 30 | В т.ч. нагнет. в отработке, шт. |  | 48 |  | 39 | 39 |  | 48 |  | 39 | 39 |
| 31 | Выбытие доб. скважин всего, шт. | 15 | 10 | 58 | 20 | 1 | 12 | 15 | 22 | 20 | 16 |
| 32 | В том числе под закачку, шт. | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 7 |
| 33 | Доб. нефти с нач. разраб., тыс. т | 50064 | 48452 | 48452 | 49966 | 51752 | 51809 | 49316 | 49717 | 49966 | 52962 |
| 34 | Добыча нефти от НИЗ, % | 63,1 | 55,9 | 61,2 | 57,6 | 56,3 | 65,3 | 56,8 | 62,7 | 57,6 | 54,4 |
| 36 | Среднегодовая обводненность, % | 81,4 | 84 | 71,6 | 70 | 71 | 82,9 | 86 | 74,8 | 70 | 71 |
| 37 | То же новых скважин, % | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 63 |
| 38 | То же перешедших скважин, % | 81,4 | 84 | 71,6 | 70 | 68,1 | 82,9 | 86 | 74,8 | 70 | 64,9 |
| 39 | Добыча жидкости всего, тыс. т | 10342 | 6350 | 4278 | 3756 | 3432 | 10193 | 6169 | 4739 | 3756 | 4135 |
| 40 | То же из новых скважин, тыс. т | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 23 |
| 41 | То же из перешедших скв., тыс. т | 10342 | 6350 | 4278 | 3756 | 4018 | 10193 | 6169 | 4739 | 3756 | 3319 |
| 42 | Закачка воды, тыс. м3 | 12486 | 7930 | 4811 | 4085 | 5379 | 12260 | 6382 | 5290 | 4085 | 6670 |
| 43 | Ср. дебит дейст.скв. по нефти, т/сут. | 7,4 | 4 | 7,2 | 7,4 | 6,8 | 6,9 | 3,5 | 7,2 | 7,4 | 7,91 |
| 44 | То же переход. скв. по нефти, т/сут. | 7,4 | 4 | 7,2 | 7,4 | 6,8 | 6,9 | 3,5 | 7,2 | 7,4 | 7,91 |
| 45 | Ср. дебит дейст. скв. по жидк., т/сут. | 40 | 26,2 | 25,3 | 24,8 | 23 | 40,2 | 25,2 | 28,5 | 24,8 | 27 |
| 46 | То же по новым скважинам, т/сут. | - | - | - | - |  | - | - | - | - | - |
| 47 | То же по перешед. скв., т/сут. | 40 | 26,2 | 25,3 | 24,8 | 23 | 40,2 | 25,2 | 28,5 | 24,8 | 27 |
| 48 | Ввод нагнетательных скважин, шт. | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 7 |
| 49 | Фонд нагнет. скв. на К.Г., шт. | 364 | 163 | 151 | 154 | 180 | 359 | 163 | 152 | 154 | 184 |
| 50 | Перевод скв. на мех. добычу, шт. | - | 3 | - | - | - | - | 2 | - | - | 46 |
| 51 | Фонд мех. скважин на К.Г., шт. | 738 | 806 | 683 | 690 | 412 | 726 | 793 | 661 | 690 | 458 |
| 52 | Доб. нефти мех. способом, тыс. т | 1924 | 989 | 1215 | 1122 | 997 | 1745 | 842 | 1196 | 1122 | 1206 |
| 53 | Доб. жидкости мех. способом, тыс. т | 10342 | 6179 | 4278 | 3740 | 3390 | 10193 | 6017 | 4739 | 3740 | 4093 |





#### Рис. 3.3 и 3.4 Сопоставление фактических и расчетных показателей добычи и дебита нефти.

#### Проектные документы

1 – факт 2 – проект (1987г.)

3 – лицензионное согл. (1993г.) 4 – утвержд. ЦКР (1995г.)

5 – утвержд. ТКР (17.01.97г.)



#### Рис. 3.5 и 3.6 Сопоставление фактических и расчетных показателей дебита жидкости и количества скважин.

#### Проектные документы

1 – факт 2 – проект (1987г.)

3 – лицензионное согл. (1993г.) 4 – утвержд. ЦКР (1995г.)

5 – утвержд. ТКР (17.01.97г.)

1. При сравнении фактических и проектных показателей разработки (1987 г.) за последние два года значительное отставание от проектных уровней произошло по всем основным показателям, кроме дебита по нефти. При этом отставание добычи нефти за эти годы в процентном соотношении сохраняется на одном уровне. Невыполнение проектных уровней в 2000г. следующее:

* добыча нефти меньше на 581 тыс. т или на 1/3;
* добыча жидкости в 3,1 раза;
* дебит жидкости в 1,8 раза;
* действующий фонд меньше на 242 скв. или 35%;
* закачка воды в 2,2 раза;
* фонд нагнетательных скважин в 2,3 раза.

Превышение дебита нефти над проектным значением в 1998 году на 0,6 т/сут. или 11% является следствием сокращения малодебитного фонда за счет их выбытия из эксплуатации из-за нерентабельности.

При значительных недоотборах в годовой добычи нефти, накопленный отбор несущественно отличается от проектного (меньше на 1230 тыс. т или 2,5%). Причиной является перевыполнение максимального уровня и более высокие темпы отбора в предыдущие годы до 1991г., вследствие опережающего разбуривания площади.

Сопоставление основных фактических и проектных показателей разработки приведено на рисунках 3.3, 3.4, 3.5, 3.6.

1. Уровни добычи нефти, принятые в лицензионном соглашении, перевыполняется в 2000г. в значительной степени, на 30% за счет высоких дебитов нефти, превышающих более чем в 2 раза расчетное значение, фактический действующий добывающий фонд в 1,6 раза меньше расчетного. Кратное превышение среднего дебита нефти объясняется применением оптимизации работы скважин. Аналогично добыча жидкости превышает расчетную в 1,5 раза, вследствие более низких дебитов жидкости (ниже на 11%) и меньше действующего фонда на 40%.
2. Сравнение фактических показателей разработки с утвержденными ЦКР (протокол №1961 от 6.12.1995г.) показывает практически одинаковые уровни по добычи нефти. Отставание фактических показателей отмечается в 2000г. по:

* действующему фонду на 62 скважину или 11,5%;
* среднему дебиту жидкости на 21%;
* добычи жидкости на 1430 тыс. т или на 30%;
* обводненности на 8,3% (абс.).

Превышение над проектом достигнуто по дебиту нефти на 8% из-за применения интенсификации добычи нефти.

* При сопоставлении фактических показателей за 2000г. с утвержденными ТКР (протокол №1 от 17.01.1997г.) видно несущественное превышение добычи нефти и дебита по нефти соответственно на 3% и 5%. Закачка воды перекрывает расчетный объем на 1/3. По остальным показателям отмечается превышение проектных значений.

Выводы:

1. Фактическая накопленная добыча нефти на месторождении в 2000г. соответствует проектной при значительном отставании по накопленной добычи жидкости.
2. Фактическая годовая добыча нефти в 1999г. отстает от проектного уровня на 12%, а в 2000 году превышает на 7%.
3. Основной причиной незначительного (12%) отставания от проектного уровня добычи нефти является: крайне низкий коэффициент использования добывающего фонда – 0,62, в связи с чем действующий фонд меньше проектного в 1,5 раза. Массовое выбытие скважин из эксплуатации вызвано геологическими и техническими причинами (опережающее обводнение части скважин в связи со сложным строением горизонта и с поломками и выбытием из строя внутрискважинного оборудования).
4. Стабилизация добычи нефти и уменьшение разницы между фактическими и проектными показателями за последние 2 года явилось следствием применения методов интенсификации нефтедобычи, восстановление и ввод в эксплуатацию скважин, перераспределения направления потоков фильтрации.
5. Превышение проектного значения в 2000г. отмечается по дебиту нефти на 8%, при отставании по остальным показателям.
6. На месторождении ежегодно уточняются уровни добычи с утверждением на ТКР, на которые необходимо ориентироваться при планировании отборов в следствии устаревания проектного документа.
7. По месторождению в 2002 - 2003гг. необходимо составить проект до разработки, в котором определить идеологию работы над месторождением на последующее десятилетие, после обширного применения технологий интенсификации нефтедобычи (форсированный отбор жидкости, ГРП, МУН).

**3.2.1 Фонд скважин**

Усть-Балыкское (горизонт БС10) месторождение разрабатывается с 1966 года. Разбуривание месторождения завершено в 1992 году. К началу 1993 года горизонт БС10 разбурен на 95%. В настоящее время объект находится на стадии падающей добычи нефти. Отобрано 59% нефти от НИЗ при обводненности 71%. Средний дебит нефти за 2000 год составил 7,91 т/сут., дебит жидкости - 27,03 т/сут.

Состояние фонда скважин

На Усть-Балыкском (горизонт БС10) месторождении согласно проекту разработки (1986г.) утвержден проектный фонд в количестве 1587 скважин, в том числе 1017 добывающих, 460 нагнетательных , 80 резервных и 30 контрольных. Объект разбурен. Эксплуатационный метраж составил 3656 тыс. м при средней глубине одной скважины 2614 м (таблица 3.8). Выделено два объекта разработки: горизонт БС10 , пласты БС16-20 ачимовской пачки.

Пласты ачимовской пачки (БС16-20)

На пласты БС16-20 ачимовской толщи проектный фонд утвержден в количестве 32 скважин, в том числе 16 добывающих, 11 нагнетательных (из них одна разведочная) и 5 резервных. Пласты ачимовской пачки по состоянию на 1.01.2001г. не разбуривались и в разработку не вовлекались из-за нерентабельности.

Горизонт БС10

Основной объект разработки горизонт БС10 к моменту составления последнего проектного документа практически был разбурен в зоне совместного залегания пластов БС101, БС102, БС103.

Проектный фонд по горизонту БС10 утвержден в количестве 1555 скважин, в том числе на запасы категории С1 – 1465, С2 – 90. Распределение проектного фонда эксплуатационных скважин по пластам и категориям приведено в таблице 3.7.

Таблица 3.7

Проектный фонд

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Категория скважин | Горизонт Б10 | | Б16-20 | По площади С1+С2 |
| С1 | С2 | С2 |
| Всего, в т.ч. | 1362 | 88 | 27 | 1477 |
| Добывающие | 941 | 60 | 16 | 1017 |
| Нагнетательные | 421 | 28 | 11 | 460 |
| Соотношение добывающих и нагнетательных скважин | 2,2 | 2,1 | 1,5 | 2,2 |

На объект БС10 запроектирована самостоятельная сетка с разной плотностью по участкам залежи:

* В чисто нефтяной зоне залежь разбурена по площадной семи точечной системе, сетка 375х325 м, плотностью 12 га/скв.;
* Краевые не разбуренные части пласта БС102 в водонефтяной зоне в проекте рекомендуется разбуривать по более редкой сетке скважин с расстоянием между скважинами 500 м (вместо 375), плотностью 21,7 га/скв. распространение сетки скважин с плотностью 12 га/скв. в краевых зонах было экономически нерентабельно;
* В зонах запасов категории С2 проектом предусматривается разбуривание горизонта БС10 по площадной семи точечной системе, плотностью сетки 16,2 га/скв., расстоянием между скважинами 433 м.

Согласно протоколу (№1252 от 10.06.1987г.) ЦКР Миннефтепрома по объекту БС10 (категория С2) в северной части залежи утверждена блоковая трех рядная система разработки с увеличением расстояния между скважинами до 500 м, плотностью сетки 21,7 га/скв. разбуривание этого участка залежи по более редкой сетке сокращает проектный фонд объекта БС10 на 37 скважин.

В процессе эксплуатационного разбуривания строение залежи горизонта БС10 было уточнено. В зонах увеличения площади нефтеносности на северо-востоке и юге залежи были дополнительно размещены 22 скважины, в том числе 15 добывающих и 7 нагнетательных и утверждены ПО "Юганскнефтегаз" совместно с СибНИИНП от 29.12.1987г. В зонах сокращения площади нефтеносности по объекту БС10 осуществлен отказ от бурения 36 проектных скважин («Авторский надзор за разработкой», 1987г.).

Таким образом, уточненный проектный фонд объекта БС10 по состоянию на 1.01.2001г. представлен 1504 скважинами, в том числе 977 добывающими, 426 нагнетательными, 71 резервной и 30 контрольными.

На 1.01.2001г. на горизонт БС10 по эксплуатационной сетке пробурено 1431 скважина или 95% проектного фонда, в том числе 981 добывающая, 432 нагнетательных и 18 контрольных. По основной сетке пробурено 527 скважин или 37% от общего фонда. Уплотняющий фонд на залежь горизонта БС10 (исключая краевые зоны) пробурен в количестве 886 скважин, плотность сетки скважин при этом увеличилась с 49 га/скв до 12 га/скв, т.е. в 4 раза. Не пробурено 73 скважины, из них 61 резервная и 12 контрольных.

За весь период разбуривания было пробурено 28 скважин-дублеров вместо 20 скважин, ликвидированных по техническим причинам и 8 скважин, ликвидированных в связи с застройкой г. Нефтеюганска.

Распределение проектного и пробуренного фонда скважин по объектам БС10 и БС16-20 и категориям скважин приведено в таблице 3.8.

Бурение скважин объекта БС10 проводилось в течении 19 лет. Историю разбуривания можно разделить на 3 этапа:

1. 1974 – 1981 гг. бурение основной сетки, проводилось медленными темпами, за 8 лет было пробурено около 180 скважин. Максимальный объем бурения за этот период приходится на 1976 год – 120 тыс. м (3%).
2. 1982 – 1986 гг. бурение в основном, уплотняющих скважин в зонах присутствия всех трех пластов БС101 , БС102 , БС103. Разбуривание проводилось максимальными темпами. За 5 лет было пробурено 814 скважин. Максимальный объем бурения приходится на 1986г. – 802 тыс. м (22%).
3. 1987 – 1992 гг. разбуривание краевых зон залежи. Темп бурения – умеренный, за 6 лет пробурено около 500 скважин. Максимальный объем бурения приходится на 1987г. – 495 тыс. м (14%).

Таблица 3.8.

Проектный и пробуренный фонд скважин на 1.01.1998г. по Усть-Балыкскому, Б10 горизонту.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Категория скважин | Пласты | | | Итого по месторождению |
| БС6 | БС10 (категория С1+С2) | БС16-20 |
| 1. Проектный фонд скважин: |  |  |  |  |
| Добывающие | - | 1001 | 16 | 1017 |
| Нагнетательные | - | 449 | 11 | 460 |
| Резервные | - | 75 | 5 | 80 |
| Контрольные скважины | - | 30 | - | 30 |
| Общий проектный фонд | - | 1555 | 32 | 1587 |
| Отказ от бурения проектных скважин горизонта БС10 («Авторский надзор», 1988г.) |  |  |  |  |
| Добывающие | - | 39 | - | 39 |
| Нагнетательные | - | 40 | - | 30 |
| Резервные | - | 4 | - | 4 |
| Всего | - | 73 | - | 73 |
| Дополнительные скважины (протокол от 29.12.1987г.) |  |  |  |  |
| Добывающие | 2 | 15 | - | 17 |
| Нагнетательные | - | 7 | - | 7 |
| Всего | 2 | 22 | - | 24 |
| 2. Уточненный проектный фонд скважин. |  |  |  |  |
| Добывающие | 2 | 977 | 16 | 995 |
| Нагнетательные | - | 426 | 11 | 437 |
| Резервные | - | 71 | 5 | 76 |
| Контрольные скважины | - | 30 | - | 30 |
| Общий проектный фонд | 2 | 1504 | 32 | 1538 |
| 3. Пробуренный фонд скважин: |  |  |  |  |
| Добывающие | 2 | 981 | - | 983 |
| Нагнетательные | - | 432 | 1 | 433 |
| в том числе |  |  |  |  |
| по основной сетке: |  |  |  |  |
| Добывающие | 2 | 294 | - | 296 |
| Нагнетательные | - | 233 | - | 233 |
| по уплотняющей сетке: |  |  |  |  |
| Добывающие | - | 687 | - | 687 |
| Нагнетательные | - | 199 | - | 199 |
| Контрольные скважины | - | 18 | - | 18 |
| Общий пробуренный фонд | 2 | 1431 | 1 | 1434 |
| Недобуренный фонд скважин: |  |  |  |  |
| Добывающие | - | - | 16 | 16 |
| Нагнетательные | - | - | 10 | 10 |
| Резервные | - | 61 | 5 | 66 |
| Контрольные скважины | - | 12 | - | 12 |
| Всего |  | 73 | 31 | 104 |

Низкие темпы бурения (до 5% от общего объема) основной редкой сетки скважин с плотностью 49 га/скважин обеспечили извлечение незначительной части запасов – 8% от НИЗ за 10 лет разработки.

Максимальные темпы бурения (до 22% в 1986г.) уплотняющего и остатков основного фонда способствовали резкому увеличению темпа отбора нефти (с 8% до 31% отбора от НИЗ) за 5 лет разработки.

В эксплуатации по объекту БС10 находятся 877 скважин, в том числе 718 добывающих и 159 нагнетательных. Распределение скважин по категориям приведено в таблице 3.9.

Таблица 3.9.

Фонд скважин объекта БС10 на 1.01.2001г.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Скважины | Категория скважин | | | | Всего |
| Эксплуатационные | Консервация | Пьезометр. и контр. | Ликвидированные |
| Добывающие | 584 | 178 | 100 | 63 | 925 |
| Нагнетательные | 184 | - | 196 | 18 | 398 |
| Общий фонд | 768 | 178 | 296 | 81 | 1323 |

Как следует из таблицы, в эксплуатационном фонде на 1.01.2001г. числится 877 скважин или 72% от пробуренного фонда.

Добывающий фонд по объекту уменьшился на 341 скважину, т.е. на 29%. В связи с этим произошло разрежение пробуренной сетки скважин и соответственно сокращение охвата пласта вытеснением.

Выбытие из эксплуатации большей части добывающих и нагнетательных скважин привело к уменьшению плотности сетки скважин в целом по объекту и по каждому блоку. В целом по залежи средневзвешенная по площади плотность сетки скважин на 1.01.2001г. составляет 40га/скв , т.е. уменьшилась почти в 3 раза относительно пробуренной 15га/скв.

Максимально сетка скважин разрежена по 9 блоку, средневзвешенная по площади плотность сетки действующих добывающих + нагнетательных скважин на 1.01.2001г. составляет 56,3 га/скв . в связи с выбытием большого количества высоко обводненных скважин в действии осталось 40 скважин (26% пробуренного добывающего фонда). Неравномерное обводнение и выбытие большинства скважин связано с неоднородным строением и распределением фильтрационных свойств, в большей части водонефтяным характером залежи в 9 блоке.

Наименее изменилась плотность сетки скважин по блокам 1, 5, 7 в зависимости от более благоприятного залегания пластов и меньшей неоднородности параметров.

В целом по объекту БС10 величина текущего коэффициента нефтеизвлечения существенно зависит от плотности сетки скважин (ПСС) при ее уменьшении до 20 – 25 га/скв. дальнейшее разряжение ПСС более 25 га/скв. ощутимо сказывается на снижении охвата пласта вытеснением по площади и следовательно на достижении конечного КИН. Для разных блоков эта зависимость имеет разный диапазон и характер в зависимости от геологического строения и ФЕС.

Таблица 3.10.

Плотность сетки добывающих + нагнетательных скважин

(средневзвешенная по площади)

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Блоки | По проекту (1986г.) га/скв. | По факту, га/скв. | | Кол-во действ. скважин на 1.01.01г. | Изменение относительно проекта (кратно) |
| Максимальная | На 1.01.01г. |
| 1 | 21,7 | 28 | 51 | 43 | 2,0 |
| 2 | 12 | 13 | 33 | 42 | 3,5 |
| 3 | 12 | 12,5 | 38 | 34 | 2,8 |
| 4 | 12 | 14 | 34 | 63 | 5,3 |
| 5 | 12 | 12,5 | 23 | 81 | 6,8 |
| 6 | 12 | 13 | 28 | 72 | 6,0 |
| 7 | 12 | 13 | 24 | 83 | 6,9 |
| 8 | 12 | 14 | 38 | 75 | 6,3 |
| 9 | 12 | 14 | 56 | 42 | 3,5 |
| 10 | 21,7 | 19 | 48 | 78 | 3,6 |
| В целом | 14,5 | 15 | 40 | 613 | 42,3 |

Наиболее однородным, монолитным является 5 блок, по которому достигнут максимальный текущий КИН и осуществляется более равномерная выработка пластов.



Рис. 3.7. Сопоставление максимально достигнутого действующего добывающего фонда с фактическим за 2000 год.

Высоко обводненный фонд, выработавший потенциально извлекаемые запасы или в связи с физическим износом переведен в консервацию 178 скважин (5,2%), в категорию пьезометрических и контрольных – 100 скважин (9,3%) и ликвидировано – 63 скважин (15%) (табл.3.9).

Из динамики фонда видно, что максимальное количество добывающих скважин 920 (1989г.) сократилось до 584, т.е. в 1,6 раза (рис. 3.7). Значительное сокращение действующего фонда на более чем 330 скважин (29%) произошло в последние 4 года.

Количество действующих скважин с 1989г. к 2001г. резко снизилось от 882 до 466 в 2000г., т.е. действующий фонд сократился на половину. В простое находится 67 скважин или 9% от фонда.

Таблица 3.11.

Структура фонда скважин на 1.01.01г.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Характеристика фонда | Пласты | | | Итого по месторождению |
| БС6 | БС10 | ЮС2 |
| Фонд добывающих скважин | Действующие | 3 | 463 | - | 466 |
| В т.ч. ФОН | - | 8 | - | 8 |
| ЭЦН | 3 | 234 | - | 237 |
| ШГН | - | 217 | - | 217 |
| УВН | - | 4 | - | 4 |
| Бездействующие | - | 118 | - | 118 |
| В освоении после бур. | - | - | - | - |
| Всего | 3 | 581 | - | 584 |
| Фонд нагнетательных скважин | Действующие | - | 137 | - | 137 |
| Бездействующие | - | 47 | - | 47 |
| В освоении после бур. | - | - | - | - |
| Всего | - | 184 | - | 184 |
| Прочие | В консервации | - | 178 | 1 | 179 |
| Пьезометр./контр. | - | 299/27 | 2/0 | 301/27 |
| Водозаборные | - | 5 | - | 5 |
| Ликвидированные | - | 81 | - | 81 |
| Всего | - | 590 | 3 | 593 |
| ИТОГО |  | 3 | 1355 | 3 | 1361 |



Рис. 3.8. Разбивка общего фонда на 1.01.2001 год.

Доля бездействующего фонда по объекту высокая – 38% от добывающих скважин. Основными причинами бездействия 273 скважин являются остановки скважин по техническим причинам: нарушение изоляции, связанное с механическими повреждениями и старением кабеля (125 скважин), аварии с ЭЦН, УВН, НГН (43 скважин). По технологической причине остановлено 2% бездействующего фонда.

Таблица 3.12.

Распределение скважин по причинам остановок по состоянию на 1.01.2001г.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Причина остановки | Количество скважин | |
| шт. | % |
| Нарушение изоляции | 125 | 46 |
| Выход из строя ЭЦН, УВН, НГН | 43 | 16 |
| Отсутствие подачи | 30 | 11 |
| Ограничение отбора жидкости | 22 | 8 |
| Не развивает давление | 16 | 6 |
| Высокое обводнение | 5 | 2 |
| Полет посторонних предметов | 4 | 1 |
| Не герметичность эксплуатационной колонны | 3 | 1 |
| Порыв нефтепровода, коллектора | 3 | 1 |
| Прекращение фонтанирования | 3 | 1 |
| Отсутствие циркуляции | 2 | 1 |
| Прочие | 14 | 5 |
| ВСЕГО | 273 | 100 |

Установками ЭЦН оборудованы 374 скважины или 52,2% от фонда, 283 скважины (39,5%) оборудованы установками ШГН, в 4 скважины спущены насосы УВН. Фонтанным способом работают 11 скважин или 1,5% от фонда, 45 фонтанирующих скважин – бездействуют. Фонд добывающих скважин практически весь механизирован (92% от фонда) (табл.3.11.).

Нагнетательный фонд на 1.01.2001г. составляет 137 скважин или 32% от пробуренного фонда 432. Уменьшение количества скважин под закачкой связано с их отключением из-за пере компенсации добычи жидкости закачкой воды, с переходом по объекту БС10 на новую систему воздействия (с площадной семи точечной системы заводнения на блоковую), сокращение добывающего фонда и техническим старением внутрискважинного оборудования. Ликвидировано 25 скважин. В категорию пьезометрических переведено более половины нагнетательного фонда (196 скважин).

В 1997г. количество нагнетательных скважин уменьшилось в 1,6 раза по сравнению с ранее достигнутым максимальным 251 (1988г.). Действующий фонд сократился с 242 скважин в 1997÷1998гг. до 89 в 1997г., т.е. в 2,7 раза. В 2000 году картина нагнетательного фонда не изменилась. Фактическое соотношение действующего добывающего и нагнетательного фонда по объекту значительно выше проектной величины (в 2,3 раза), вследствие остановки большего количества нагнетательных скважин с переходом на блочно-замкнутую систему заводнения. Находящиеся под закачкой нагнетательные скважины обеспечивают компенсацию отборов жидкости закачкой воды.



Рис. 3.9. Сопоставление максимально достигнутого действующего нагнетательного фонда с фактическим за 2000 год.

В 1989 году (протокол НГДУ «Юганскнефть» от 9.06.89г. совместно с ПО «Юганскнефтегаз» и СибНИИНП) принято решение по объекту БС10 по переходу с площадной семи точечной системы разработки на блочно-квадратную за счет существующего фонда нагнетательных скважин. Переход осуществлялся с целью более гибкого регулирования объемами закачки и создания упорядоченных фронтов вытеснения нефти, а также для снижения пластового давления до первоначального.

Предлагалось переходить на блоковую систему поэтапно. На первом этапе ограничиться остановкой на длительный срок внутри блоков 89 нагнетательных скважин.

Во вновь формируемых разрезаемых рядах переводить под закачку добывающие скважины (за исключением тех районов, где есть острая необходимость) после достижения предельной обводненности.

По состоянию на 1.01.2001г. переход на блочно-квадратную систему разработки по объекту БС10 не завершен. Разрезающие ряды окончательно не сформированы.

Из приведенной далее схемы видно, что перевод нагнетательных скважин разрезающих продольных и поперечных рядов под закачку осуществлен по 171 скважине (86%). Из 110 добывающих скважин основных разрезающих рядов переведено только 4 скважины (3,6%). На длительный срок остановлено 67 скважин вместо 89 рекомендуемых. Для завершения перехода на блоковую систему заводнения необходимо:

перевести под закачку:

* 27 нагнетательных скважин очаговых и основных разрезающих рядов;
* 106 добывающих скважин основных разрезающих рядов;

остановить:

* 22 рекомендуемые скважины на длительный срок.

Площадная семи точечная система разработки

Основные разрезающие ряды

Поперечные разрезающие ряды (очаговые)

Остановка нагнетательных скважин на длительный срок (внутри ячеек)

Скважины, переводимые сразу под закачку

Перевод добывающих скважин под закачку после предельного обводнения

Скважины, переводимые сразу под закачку

Рекомендовано - 110

Рекомендовано - 94

Рекомендовано - 104

Рекомендовано - 89

Реализовано на 1.01.98г. – 98 (94%)

Реализовано на 1.01.98г. – 4 (4%)

Реализовано на 1.01.98г. – 67 (75%)

Реализовано на 1.01.98г. – 73 (78%)

#### Рис. 3.10. Схема перехода с площадной семи точечной системы заводнения на блоковую по объекту БС10.

Пласт БС6

На пласт БС6 пробурено 2 рекомендуемые скважины: 183, 186 и одна скважина 7125 переведена с объекта Б10. Для оценки добычных возможностей пласта БС6 в эксплуатацию скважины введены в 1987÷1989гг. По состоянию на 1.01.2001г. все 3 скважины находятся в действующем добывающем фонде (табл. 3.11).

Пласт ЮС2

Две разведочные скважины 1149Р, 2000П и скважина 1301 объекта БС10 были введены в опытно-промышленную эксплуатацию в 1980÷1984гг. на пласт Ю2. По состоянию на 1.01.2001г. две скважины 1149Р и 1301 переведены в пьезометрические и скважина 2000П в консервацию. Эксплуатация пласта ЮС2 прекращена в 1985г ввиду низкой продуктивности и нерентабельности (табл. 3.11).

Выводы:

1. Залежь горизонта БС10 разбуривалась в течение 19 лет (1974-1992гг) поэтапно: скважины основной сетки, уплотняющей, в основном в чисто нефтяной зоне, более редкой сетки краевых водонефтяных зон.
2. Уточненный проектный фонд по объекту БС10 представлен 1504 скважинами, в том числе 977 добывающими, 426 нагнетательными, 71 резервными и 30 контрольными. Фактически на 1.01.2001г пробурено 1431 скважина (95% от проектного фонда), из них 981 добывающая, 432 нагнетательных и 18 контрольных.
3. Основной объект разработки горизонт БС10 практически полностью разбурен до контура нефтеносности, за исключением небольшого юго-западного участка залежи. По объекту не пробурено 61 резервная и 12 контрольных скважин.
4. Уплотняющий фонд объекта (886 скважин) составляет 63% от общего количества пробуренных скважин. Основная сетка чисто нефтяной зоны залежи уплотнена в 4 раза с 49га/скв. до 12 га/скв. Краевые участки водонефтяных зон разбурены без уплотнения с плотностью сетки скважин на северном участке 28 га/скв., на южном 19 га/скв.
5. Резерва размещения новых скважин по горизонту БС10 почти нет. Исключение составляет небольшой участок на юго-западе залежи с небольшими нефтенасыщенными толщинами от 6 до 2 метров.
6. Пласты ачимовской пачки не разбуривались и в разработку не вовлекались.
7. Переход с площадной семи точечной системы заводнения на блочно-замкнутую по объекту БС10 реализуется поэтапно, согласно проектным решениям протокола НГДУ «Юганскнефть» от 9.06.1989г. По состоянию на 1.01.2001г. переход на блочно-замкнутую систему заводнения реализован на 52%. Дальнейшее формирование замкнутых ячеек должно осуществляться переводом добывающих скважин под нагнетательные, только по мере их предельного обводнения.
8. Острой проблемой по объекту БС10 является сокращение добывающего и нагнетательного фонда более чем на 1/3 скважин, что привело к разрешению сетки скважин в целом по площади с 15 га/скв. до 40 га/скв. и соответственно к снижению охвата пласта вытеснением.
9. Бездействует по техническим причинам 273 скважины (38% фонда), большинству из которых предстоит проведение ремонтных работ оборудования (восстановление кабеля, смена насоса и др.).
10. Законсервировано и передано в пьезометрические, контрольные 27% добывающего фонда из-за высокой обводненности и малодебитности. Использование длительно простаивающих нагнетательных скважин в качестве добывающих в зонах стягивания увеличит добывающий фонд на 7 скважин.
11. Ликвидировано 37 добывающих и 15 нагнетательных скважин, т.е. около 4% пробуренного фонда.

**3.3 Контроль за разработкой месторождения**

Объем, виды и периодичность исследований скважин горизонта БС10 планируются в соответствии с «Регламентом комплексного контроля за разработкой месторождений Главтюменьнефтегаза», утвержденного еще в 1987г. новых регламентирующих документов пока не появилось.

Объем гидродинамических исследований горизонта БС10, выполненный ЦНИПРом НГДУ «Юганскнефть» за период 1998 - 2000гг. представлен в таблице 3.13.

###### Таблица 3.13.

Виды и объем фактических и плановых гидродинамических исследований горизонта БС10 за 1998-2000гг.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Категория скважин |  | | 1998г. | | | 1999г. | | | | | | 2000г. | | | | | |
| план | факт | % | план | | факт | | | % | план | | факт | | | % |
| Замер Рпл. | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Добывающие | Кол-во скв.  замеры | 250  750 | | 248  745 | 99  99 | | 200  600 | | 160  473 | 80  79 | | | 240  720 | | 230  535 | 96  74 | | |
| Нагнетательные | Кол-во скв.  замеры | 85  280 | | 80  240 | 94  85 | | 80  240 | | 80  240 | 100  100 | | | 90  270 | | 85  255 | 94  94 | | |
| Пьезометрические | Кол-во скв. | 20 | | 10 | 50 | | 20 | | 12 | 60 | | | 30 | | 15 | 50 | | |
| Всего | Кол-во скв.  замеры | 355  1030 | | 338  985 | 95  97 | | 300  840 | | 252  713 | 83  76 | | | 360  1020 | | 330  790 | 87  77 | | |
| Замер Рзаб. | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Добывающие | Кол-во скв.  замеры | 500  2000 | | 513  5864 | 100  100 | | 500  2000 | | 563  3084 | 100  100 | | | 480  1920 | | 491  3449 | 100  100 | | |
| Снятие КВУ | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Добывающие | Кол-во скв. | 200 | | 143 | 71 | | 250 | | 230 | 92 | | | 300 | | 257 | 85 | | |
| Снятие КВУ | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Добывающие | Кол-во скв. | 6 | | 6 | 100 | | 5 | | 5 | 100 | | | 6 | | 6 | 100 | | |

Из таблицы видно, что добывающим и нагнетательным скважинам пласта БС10 контроль за изменением динамических и статических уровней и пластовых давлений осуществляется в достаточном количестве скважин, соответствующем требованиям Регламента.

Замеры пластовых давлений в пьезометрических и контрольных скважинах составляют около 50% от требуемых по Регламенту.

Контроль за энергетическим состоянием залежей.

Изменение энергетического состояния пласта БС10 прослеживается по картам изобар, построенных по данным периодических замеров пластовых давлений (статических уровней) в добывающих, нагнетательных, пьезометрических и контрольных скважин.

Пластовые и забойные давления в добывающих скважинах, оборудованных ЭЦН и ШГН, определяется расчетным путем по замеренным статическому и динамическому уровням.

«Методика обработки результатов гидродинамических исследований скважин», утвержденная главным геологом НГДУ «Юганскнефть» в 1997 году излагает порядок расчета и содержит упрощенный подход к составу газожидкостной смеси и процессам, происходящим в стволе насосной скважины в период ее работы и остановки, что в конечном итоге отражается на информативности получаемых результатов. Опыт анализа в СибНИИНП различных методик расчета по уровням забойных и пластовых давлений показывает, что в данном случае информативность результатов будет выражаться в завышенных значениях определенных Рпл и Рзаб.

Кроме расчетов, на информативность результатов оказывают влияние нарушения технологии исследования, неточность определения уровня, неисправность устьевого оборудования, его не герметичность.

При построении карт изобар из общего числа расчетных пластовых давлений 25÷30% как правило исключаются как неинформативные. В таблице 3.14 представлен анализ карты изобар по пласту БС10 на 01.01.00г.

###### Таблица 3.14.

Количество замеров пластовых давлений по горизонту БС10 .

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Категория скважин | Количество замеров | | Использовано | Не информативность | |
| план | факт | количество | % |
| Добывающие | 325 | 237 | 202 | 71 | 26 |
| Нагнетательные | 85 | 120 | 120 | - | - |
| Контрольные и пьезометрические | 20 | 5 | 6 | - | - |
| Всего | 430 | 362 | 328 | 71 | 26 |

Из таблицы 3.14 видно, что неинформативны после расчетов по значениям статических уровней 26% замеров.

Контроль за изменением продуктивности скважин и параметров пласта

Добывающие скважины

Коэффициенты продуктивности механизированных скважин определяются по кривым восстановления уровня (КВУ). Результаты исследования обрабатываются методом М. Маскета.

Отмечая простоту метода, следует помнить о его приближенности, так как он основан на разновидности метода последовательной смены стационарных состояний. Предполагается что радиус влияния скважины постоянен, жидкость несжимаема, возмущение у стенки скважины мгновенно распространяется на расстояние, равное радиусу влияния скважины. На приближенность метода указывает и сам М. Маскет.

При обработке КВУ необходимо знать статический уровень, который не всегда можно достаточно точно определить, так как для этого нужно выдерживать скважину очень долгое время. Завышенные или заниженные значения Нст приводят к искривлению КВУ при ее построении в координатах lnΔH – t(сек).

По горизонту БС10 за период с 1998 по 2000 год включительно выполнено 650 определений коэффициента продуктивности в 390 скважинах, распределенных равномерно по залежи.

Среднее значение коэффициента продуктивности по горизонту БС10 , на 01.10.00г. составляет 0,28 м3/сут⋅ат. На 01.01.85г. он составлял 1,28 м3/сут⋅ат. За истекший период произошло снижение коэффициентов продуктивности по отдельным скважинам и по залежи в целом.

В таблице 3.15 представлена динамика коэффициентов продуктивности по отдельным скважинам горизонта БС10 .

Параметр гидропроводности в течение 1995÷2000гг. по добывающим скважинам не определялся, изменение его в зависимости от отдельных факторов не контролируется.

Определение гидродинамических параметров пласта в механизированных скважинах представляет определенную сложность, связанную как с технологией исследований, так и с выбором методики для обработки результатов.

В настоящее время СибНИИНП имеет возможность предложить технологию исследований механизированного фонда скважин методом волнометрирования, методики и программы обработки результатов на ПЭВМ, позволяющие определить точное положение уровня, скорость звуковой волны, давление на приеме насоса, забойное, пластовое давления, коэффициенты продуктивности, гидропроводности, оценить состояние призабойной зоны пласта (ПЗП).

Разработана методика и программа оценки скин-эффекта в малодебитных не фонтанирующих скважинах.

###### Таблица 3.15.

Изменение коэффициента продуктивности за 1998 – 2000гг.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Скважины | Дата исследования | Коэф. продукт. м3/сут⋅ат. |  | Скважины | Дата исследования | Коэф. продукт. м3/сут⋅ат. |
| 1324 | 01.80  01.95  10.99 | 1.40  0.44  0.38 |  | 1470 | 04.83  09.84  10.99 | 2.50  2.10  0.85 |
| 1329 | 10.81  09.84  07.99 | 2.20  1.40  0.36 |  | 1474 | 12.81  05.83  09.00 | 0.80  1.40  0.36 |
| 1377 | 12.80  11.83 | 1.30  0.70 |  | 1489 | 07.98  06.00 | 0.46  0.04 |
| 1379 | 11.83  09.00 | 0.80  0.12 |  | 3091 | 04.98  08.99 | 1.01  0.35 |
| 1414 | 08.76  04.77  07.99 | 2.00  2.80  0.33 |  | 3115 | 07.98  08.99  10.00 | 0.35  0.14  0.10 |
| 1424 | 06.77  05.98  07.99 | 1.00  0.35  0.23 |  | 3148 | 08.98  06.99  07.00 | 0.74  0.25  0.20 |
| 1429 | 11.81  07.00 | 0.40  0.08 |  | 3149 | 07.98  10.99 | 0.16  0.06 |
| 3155 | 09.98  07.99  07.00 | 0.74  0.41  0.14 |  | 3333 | 05.98  06.99  07.00 | 0.22  0.19  0.06 |
| 3245 | 10.98  09.00 | 0.56  0.09 |  | 3394 | 07.98  06.99 | 0.41  0.11 |
| 3569 | 10.98  03.99  06.00 | 0.56  0.11  0.06 |  | 3445 | 05.98  10.99  07.00 | 0.33  0.15  0.12 |

Нагнетательные скважины

Не определялись параметры, характеризующие ПЗП и изменение ее за время работы нагнетательной скважины. Исследования с целью контроля оптимального нагнетания также не проводились.

Выводы:

1. Виды, объем, периодичность гидродинамических исследований планируются и осуществляются на основании «Регламента комплексного контроля…»
2. Контроль за энергетическим состоянием залежи, за исключением пьезометрических и контрольных скважин, по объему исследования удовлетворяет требованиям Регламента.
3. Методика расчета Рпл давлений по замеренным уровням выдает до 26% неинформативных результатов.
4. Контроль за изменением продуктивности добывающих скважин в течение 1998÷2000гг. по объему и распределению по залежи соответствует требованиям Регламента.
5. Среднее значение коэффициента продуктивности на 01.10.00г. по горизонту БС10 составляет 0,28 м3/сут⋅ат.
6. Гидропроводность, ее изменение и параметры, характеризующие состояние ПЗП, ее изменение от воздействия различных факторов как в добывающих, так и в нагнетательных скважинах, не определяются.

Рекомендации:

1. Увеличить охват пьезометрических и контрольных скважин замерами пластовых давлений до 100%.
2. Гидродинамические исследования добывающих скважин проводить как с целью накопления информации о продуктивности и гидродинамической характеристиках скважин и пласта, так и целью контроля за их изменением в зависимости от времени разработки, обводненности, мероприятий по воздействию на ПЗП.
3. Внедрить методики обработки данных исследования не фонтанирующих скважин, отвечающие современным требованиям по определению давлений, продуктивности, гидропроводности, параметров, характеризующих ПЗП, с наилучшей их точностью.
4. **ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

**4.1 Описание ГРП**

Гидравлический разрыв пластов - это одна из наиболее широко применяемых технологий повышения продуктивности, используемых на нефтяных и газовых скважинах.

Теория гидравлического разрыва пластов совершенствовалась на протяжении многих лет. Со времени проведения первого ГРП в 1949 году совершенствование химических реагентов, оборудования и технологий сделали процесс гидроразрыва пластов надежным и предсказуемым процессом. Постоянные инженерные и научные исследования не оставляют сомнений в том, что в будущем времени технологии проведения работ и применяемые материалы будут еще более усовершенствованы.

Гидравлическим разрывом пласта называется процесс, при котором давление жидкости воздействует на скальные пластовые породы, вызывая их разрушение и образование в них трещин. После того, как скальные породы разрушены, продолжающееся воздействие давления жидкости удлиняет трещину разрыва от первоначальной точки разрушения пород. К закачиваемой жидкости добавляется заполняющий материал, например песок, керамические шарики или спеченный боксит с целью заполнения образовавшейся трещины и удержания ее в открытом состоянии после исчезновения давления жидкости. За счет этого создается новый проточный канал большого сечения. Трещина разрыва может соединять имеющиеся естественные трещины, а также образовывать в пласте дополнительные дренажные зоны. Жидкость, используемая для передачи гидравлического давления на пластовые породы, называется жидкостью ГРП, а заполняющий трещину разрыва материал - пропантом.

Проведение гидравлического разрыва пласта ставит перед собой следующие задачи:

1) Образование трещины разрыва в пластовых породах;

2) Заполнение трещины разрыва пропантом для удержания ее в открытом положении;

3) Удаление жидкости ГРП;

4) Увеличение продуктивности пласта.

Создание трещины разрыва.

Выполнение этой задачи достигается закачиванием в пласт жидкости соответствующего типа со скоростью закачки, превышающей поглощение жидкости пластом. Давление жидкости растет при этом до того, пока не превысит внутренние напряжения в пластовых породах, после чего породы начнут растрескиваться.

Заполнение трещины для удержания ее в открытом положении.

После того, как трещина разрыва образовалась, к жидкости ГРП добавляется пропант (искусственный песок PROPANT – керамический песок, его зерна имеют округлую форму: размер зерен - 0,42-0,833 мм; удельный вес - 1,71 кг/м3) с целью закачки его в трещину. После того, как процесс закачки завершен и давление снижается, пропант остается в трещине, препятствуя схождению трещины и обеспечивая высокую проницаемость для пластовых жидкостей.

Удаление жидкости ГРП.

Перед запуском скважины в работу из нее необходимо удалить жидкость ГРП. Степень легкости удаления зависит от типа использованной жидкости, пластового давления и относительной проницаемости пластовых пород для жидкости ГРП. Удаление жидкости ГРП является крайне важным, поскольку она может вызвать блокирование пластовых жидкостей за счет снижения относительной проницаемости.

**4.2 Материалы и оборудование применяемые при ГРП**

Для проведения гидравлического разрыва пластов используется дизельное топливо и фирменная жидкость OG-4, приготавливаемая на основе дизельного топлива. Для проведения мини-разрыва пласта используют дизельное топливо. Затем на следующих этапах проведения ГРП в качестве жидкости разрыва используют OG-4. Она состоит из нескольких компонентов:

WG-15 GELLANT – для загустевания жидкости

SG-1 – стабилизатор геля

CS-2 – стабилизатор глины

CXB-4 – Crosslinker

AKTIVATOR – для усиления действия гелланта

SURFACTANT – для уменьшения сил поверхностного натяжения

BREAKER – разрушает структуру геля под действием пластовой температуры через 48 часов.

Вязкость OG-4 в пластовых условиях 50 сПз. После распада геля вязкость снижается до 3-4 сПз, этого достаточно для отработки жидкости из пласта после окончания ГРП.

В качестве расклинивающего агента применяется искусственный песок PROPANT. Его зерна имеют округлую форму.

Размер зерен – 0,42-0,833 мм

Удельный вес – 1710 кг/м3

Применяется до максимального давления – 50 МПа

Процесс ГРП осуществляется при использовании целого комплекса наземного и подземного оборудования.

Наземное оборудование целевого значения включает в себя насосные и пескосмесительные агрегаты для подготовки и закачки рабочих жидкостей разрыва, автоцистерны для их перевозки, специальную арматуру для обвязки устья скважины. Кроме того, при ГРП используется и другое специальное оборудование: подъемные агрегаты, емкости и т.д. используемое для ГРП подземное оборудование включает в себя: воронку, скрепер, шаблоны, пакер, колонну НКТ.

Основными в комплексе технологического оборудования для проведения ГРП являются насосные пескосмесительные установки, с помощью которых производят подготовку рабочих агентов и закачку их в пласт.

Состав комплекса наземного и подземного оборудования, применяемого для проведения ГРП в условиях Усть-Балыкского месторождения.

1) насосные агрегаты 6 единиц;

2) смеситель (блендер) 2 единицы;

3) песковоз 1 единица;

4) грузовик с попутным оборудованием 1 единица;

5) компьютерный центр 1 единица;

6) блок манифольда 1 единица;

7) булитовоз 1 единица;

8) буллиты (емкости) 2 – 6 единиц;

9) машина для перевозки хим. реагентов 1 единица;

10) пожарная машина 2 единицы;

11) машина скорой помощи 1 единица.

Технические характеристики применяемого оборудования.

Самоходная насосная установка:

Автошасси

Монтажная база KENWORTH

Грузоподъемность, т 18

Максимальная скорость передвижения, км/ч 110

Тяговый двигатель 3406-дизель

рядный, 6-цилиндровый

Номинальная мощность, л/с 400

###### Силовой агрегат

Тип двигателя D-349 дизель

Максимальная мощность, кВт 1000

Количество цилиндров 16

Число передач 5

Насос

Тип насоса TEXACO-MEROPA-68

Максимальная подача, м3/мин 1,1

Максимально развиваемое давление, МПа 100

Количество цилиндров 3

Насос плунжерный, диаметры

плунжеров изменяются в зависимости

от требуемых характеристик, дюймов 3-6

Масса агрегата, т 30

Прицепной насосный агрегат:

Тягач КРАЗ-257Б1А

Грузоподъемность, т 12

Максимальная скорость передвижения, км/ч 60

Тяговый двигатель ЯМЗ-238-дизель

Номинальная мощность, кВт 176,5

Силовой агрегат

Двигатель ДЕТРОЙТ-49-дизель

Мощность, л/с 1500

Число оборотов 750 – 2200

Число передач 5

Насос TEXACO-MEROPA-68

Максимальная подача, м3/мин 1,5

Максимально развиваемое давление, МПа 100

Пескосмеситель прицепной:

Тягач КРАЗ-255

Силовой агрегат

Двигатель ДЕТРОЙТ-12V71-дизель

Мощность двигателя, л/с 350

Насос центробежный

Производительность, м3/мин 18

Максимальное число подключаемых

насосных агрегатов 14

Максимальное число подключаемых емкостей

для замешивания 6

Подача песка (пропанта) в смеситель производится через окна, расположенные в верхней части бункера. Перемешивание осуществляется с помощью шнека, затем песчаная смесь с помощью насоса подается к насосным агрегатам. Управление пескосмесителем полностью автоматизировано (гидропривод задвижек, гидромоторы) и осуществляется из кабины автомобиля.

Песковоз:

Монтажная база KENWORTH

Емкость бункера, т 25

Максимальная скорость передвижения, км/ч 110

Двигатель 3406-дизель

Номинальная мощность, л/с 400

Скорость подачи песка транспортером, кг/мин 300-500

Компьютерный центр (прицепной) применяется для управления процессом ГРП и регистрацией его параметров.

Тягач УРАЛ-4320

Автономный электрогенератор

Двигатель ISUZU

Мощность, л/с 70

Компьютерный центр оснащен графопостроителем, принтером. Двумя дисплеями, отражающими в цифровом и графическом виде параметры разрыва.

### Цементировочный агрегат ЦА-320

Монтажная база, шасси КРАЗ-257

Шифр 5Т

Длина хода поршня, мм 250

Диаметр цилиндра, мм 100

Производительность насоса, м3/ч

при коэффициенте наполнения 0,92

Первая скорость 2,42

Вторая скорость 4,15

Третья скорость 8,5

Четвертая скорость 13,4

Давление на выкиде, кг/см2

Первая скорость 320

Вторая скорость 205

Третья скорость 100

Четвертая скорость 63

ЦА-320 применяют при проведении ГРП для поддержания давления в затрубном пространстве в течение всего процесса, порядка 12 МПа, с целью снижения разности давления над и под пакером.

### Автоцистерна АЦ-10

Монтажная база, шасси КамАЗ- 53212

Вместимость цистерны, м3 10

#### Максимальная масса транспортируемой жидкости, т 9

Насос

Тип К45/55

Подача, дм3/с 12,5

Давление нагнетания, МПа 0,55

Время заполнения цистерны жидкости, мин 15

Мощность, потребляемая насосом, кВт 12,5

Габаритные размеры автоцистерны 8330х2500х2820

Прицеп цистерна ПЦ-8-8350

Монтажная база Прицеп ГКБ-8350

Вместимость цистерны м3 8,3

Условный проход трубопроводов манифольда, мм:

Всасывающего 100

Нагнетательного 50

Габаритные размеры

прицепа-цистерны, мм 8290х2500х3040

Масса прицепа (без груза), кг 5025

Автоцистерна АЦ-10 и прицеп-цистерна ПЦ-8-8350 используется для перевозки жидкостей при подготовке ГРП.

Также для проведения ГРП используются стандартные емкости-буллиты объемов 50 м3, транспортируемые с помощью буллитовоза на базе автомобиля KENWORTH, который способен с помощью лебедки самостоятельно брать на себя перевозить и устанавливать на новом месте стандартные емкости.

Блок манифольда собран из труб длиной 2 фута (0,61 м), 4 фута (1,22 м) и 10 футов (3,05 м).

Внутренний диаметр, мм 60

Толщина стенки трубы, мм 12

Рабочее давление, МПа 100

Эти трубы на концах имеют БРС для соединения их в линию.

Также блок манифольда состоит их тройников, переводников, обратных клапанов, предохранительного клапана, контрольно-измерительных приборов (манометров).

При подготовке скважины к ГРП она оборудуется специальной арматурой. Эта арматура крепится на колонный фланец, оборудуется крановой задвижкой и рассчитана на рабочее давление 100 МПа, ее вес 100 кг.

Подземное оборудование, применяемое при ГРП.

При проведении ГРП используется следующее подземное оборудование, в комплекте:

Колонна труб НКТ – 3 дюйма

Шаблоны (до 3 штук)

Пакер

Скрепер для очистки интервала посадки пакера

Перо-воронка

#### Воронка

Колонна труб НКТ собрана из труб иностранного или отечественного производства марки N-80.

Наружный диаметр трубы, мм 88,9

Внутренний диаметр трубы, мм 76

Длина трубы, м 10

Вес, кг/м 13,8-17

Без высаженных концов

Максимальное давление, МПа 72

Усилие разрыва, кН 578,8

Пакер

Тип OMEGAMATIK

Наружный диаметр, мм 123.8

Длина, мм 1506

Рабочее давление, МПа 50

Диаметр эксплуатационной колонны,

разобщаемой пакером, мм 146

Скважинная среда – нефть, газ, пластовая вода.

Пакер OMEGAMATIK имеет 2 якоря: механический и гидравлический. При посадке пакера колонну труб НКТ поворачивают против часовой стрелки, при этом срабатывает механический якорь. Он предотвращает движение (сползание) подземного оборудования вниз, воспринимая нагрузку части подвески (около 20 тонн), при этом сжимаются резиновые уплотнительные кольца, герметично разобщая колонну над и под пакером. Гидравлический якорь заякоревается во время работы при наличии перепада давления в НКТ и затрубном пространстве. Непосредственно перед посадкой пакера интервал его посадки расхаживают, прорабатывают скрепером. Шаблоны служат для проверки проходимости колонны пакером.

**4.3 Осложнения при ГРП**

При проведении ГРП в колонне НКТ (88,9 мм) может остаться некоторое количество пропанта. Об это осложнение выражается повышением давления закачки продавочной жидкости ГРП, жидкости промывки после ГРП, невозможностью сорвать пакер.

При невозможности безопасного срыва пакера, необходимо промыть НКТ от пропанта в следующей последовательности:

1. Подготавливают и опускают следующую компоновку НКТ, состоящую из труб диаметром 33 мм и 48 мм:

* Перо-воронка (∅33 мм);
* НКТ наружный диаметр 33 мм – 2 шт.;
* Стоп-кольцо (имеет наружный диаметр, исключающий прохождение в пакере, внутренний диаметр 33 мм. Служит для определения момента дохода компоновки НКТ до пакера и препятствию прохождению труб в зону ниже пакера);
* НКТ – наружный ∅33 мм – 1 шт.;
* Далее НКТ - ∅48 мм до устья.

Все резьбы должны быть очищены и смазаны. Спуск колонны НКТ производят с обязательным замером, с периодической промывкой, так как в колонне труб ∅88,9 мм находится гель и возможно ее вытеснение на поверхность.

1. Определяют верх песчаной пробки в подвеске ГРП;
2. Приподнимают колонну труб на одну трубу, устанавливают промывочную головку с вертлюгом;
3. Собирают нагнетательную линию от насосного агрегата до отвода на «столе – тройнике», обратную линию от блока долива до НКТ (предпочтительно применять обратную промывку, для обеспечения большей скорости выноса песка на поверхность);
4. Вызывают циркуляцию и осторожно достигают верха песчаной пробки;
5. Признаком достижения НКТ до пакера будет жесткая посадка «стоп – кольца» на посадочное седло в пакере;
6. Промывают скважину не менее двух объемов для очистки зоны, непосредственно под пакером, контролируя выход песка.

Причинами повлекшими возникновение STOPа являются:

* Отказ насосного оборудования на устье;
* Недостаточная перфорация;
* Не корректные данные о пласте;

Так же причиной остановки проведения операции ГРП может служить не герметичность посадки пакера. Пакер приподнимают на несколько метров, осаживают и опрессовывают. В случае отрицательного результата – производят подъем пакера, с ревизией.

**4.4 Конструкция скважин, подземного и устьевого оборудования**

Скважина это горная выработка цилиндрической формы, сооружаемая без доступа в нее человека и имеющая диаметр во много раз больше ее длины. Устье скважины расположено на дневной поверхности, забой – на дне выработки.

Ствол скважины между устьем и забоем состоит из обсадной колонны спущенной в выработку, укрепленной цементным камнем в пространстве: горная порода - внешняя часть обсадной колонны. Низ обсадной колонны оборудуют башмаком, для направления колонны при ее спуске, для препятствия среза со стенок выработки глинистой корки и породы – загрязняющих нижнюю часть колонны, для предупреждения смятия торца нижней трубы. Материал – бетон, чугун. Представляет собой толстостенный патрубок длиной 0,5 м, наружный диаметр башмака равен диаметру муфты, а внутренний равен внутреннему диаметру обсадной колонны.

Устьевая часть состоит из навинченного на верх обсадной колонны колонного патрубка, на который в свою очередь наворачивается колонный фланец. Над колонным фланцем устанавливается крестовина, по обе стороны от которой отходят задвижки, герметизирующие затрубное пространство от атмосферы (с рабочей и с полевой стороны задвижки КППС 65х140).

Манометр

Штуцер

### Тройник

Центральная задвижка

Затрубная задвижка

Трубная головка

Крестовина колонной головки

Обратный клапан

В систему нефтесбора

Рисунок 4.1. Схема фонтанной арматуры.

При эксплуатации скважины механическим способом, различают арматуры для добычи с электроцентробежным насосом и штанговой глубинно-насосной установкой (ШГН). Устьевая арматура погружного ЭЦН отличается от фонтанной, применением трубной головки с кабель-вводом. Для работы ШГН необходима герметизация на устье полированного штока, что достигается заменой центральной задвижки и тройника фонтанной арматуры на сальниковое устройство герметизации устья скважины (СУЗГ – 2).

**5.Специальная часть**

На месторождении мероприятия по ГРП проводились с декабря 1993 года по июль 1995 г. Всего было проведено 30 скважино-операций управлением «Интрас», в т.ч. в 1993г. – 1, в 1994г. – 10, в 1995г. – 19 скважино-операций. Скважина 3824 после ГРП не введена в разработку, поэтому эффективность ГРП в этой скважине не оценивалась. В 2000 – 2001 годах продолжют гидоразрыв пласта силами Шлюмберже – проведено 31 операция.

Гидроразрыв пласта проводился в добывающих скважинах в зонах с 1 по 8. Основная масса скважин находится в северо-западной части месторождения (блоки 1, 2, 3, 4, 5 и 6). Блок 1 – скважины 7052, 3000, 3013, 7053, 3016, 1304, 1308; блок 2 – 3042, 3044, 3052; блок 3 – 3070, 1184р, 3095; блок 4 - 1336, 3107; блок 5 – 7082, 3201, 1369, 7058, 3215, 3210, 7108; блок 6 – 1376, 3326, 3277, 1384, 3271, 3263; блок 7 – 3340; блок 8 – 1660, 3451.

**5.1 Расчет параметров ГРП**

Целью расчета является определение количества материалов, необходимых для проведения процесса (рабочих жидкостей, песка, химреагентов), давление на устье скважины при выбранных темпах закачки жидкости в пласт и потребной гидравлической мощности оборудования (число агрегатов, буллитов), а также концентрации песка в жидкости носителе.

Исходные данные для расчета ГРП на скважине 7082 куст 32а.

|  |  |
| --- | --- |
| Искусственный забой, м | 2369 |
| Интервал перфорации (верх/низ) | 2346-2361 |
| Глубина посадки пакера, м | 2313 |
| Пластовое давление, кПа | 22100 |
| Пластовая температура, °С | 73 |
| Проницаемость, мД | 4 |
| Пористость, % | 21 |
| Градиент разрыва принят кПа/м, (ΔР) | 13,6 |
| Предел прочности песчаника на разрыв Мпа, σп | 9 |
| Горное (геостатическое) давление, Мпа | 37 |
| Внутренний диаметр эксплуатационной колонны d, мм | 130,6 |
| Наружный диаметр НКТ dн, мм | 88,9 |
| Внутренний диаметр НКТ d вн, мм | 76 |
| Вместимость НКТ 88,9 мм, м3/м | 0,00454 |
| Объем затрубного пространства, м3/м | 5,79/100 |
| Плотность жидкости, кг/м3 | 1000 |
| Плотность горных пород под продуктивным горизонтом, кг/м3 | 2600 |
| Вертикальная глубина, м | 2230 |
| Средний удельный вес пород по разрезу, (γ) н/м3 | 0,023 |

1. Находим вертикальную составляющую горного давления

Ргв=ρп⋅q⋅L⋅E; (5.1)

где ρп – плотность горных пород под продуктивным пластом, Е – модуль упругости пород (1 – 2)⋅10-4

Ргв=2600⋅9,81⋅2380⋅10-6=60,7 Мпа.

Находим горизонтальную составляющую горного давления

Ргг=Ргв⋅(ν/1-ν); (5.2)

где ν=0,3

Ргг=60,7⋅ (0,3/1-0,3)=26 Мпа

В данном случае в условиях пласта образуются вертикальные трещины.

1. Рассчитываем рабочее забойное давление при ГРП

РГРП. З=(γп⋅Н⋅σр)⋅α (5.3)

где α - коэффициент, учитывающий необходимое превышение забойного давления над давлением разрыва (α=1,2 – 1,4)

РГРП. З=(0,023х2230х9)х1,4=64,6 МПа

1. Расчет устьевого расчетного давления ГРП

РГРП. У=РГРП.З-Рст+Ртр; (5.4)

где Рст - статическое давление столба жидкости в скважине, ΔР ч ст=0,0101 Мпа/м, Рст=ΔР ч ст⋅Н, Рст=0,0101х2230=22,5 Мпа, Ртр – потери давления на трение при ГРП

 (5.5)

где λ - коэффициент гидравлического сопротивления;

 (5.6)

 (5.7)

где А - коэффициент учитывающий увеличение сопротивления вызываемого ранней турбулизацией потока вследствие наличия песка.

А=1,46

Находим число Рейнольдса

Re=4G⋅ρж/πd⋅μж; (5.8)

где μж=0,285 сП – эффективна вязкость жидкости песконосителя, ρж – плотность жидкости песконосителя, ρж=ρ⋅(1-п0)+ ρа⋅ρо⋅по; (5.9)

ρо – плотность основы – 1 г/см2; ρа – плотность расклинивающего агента, ρа=2,7 г/см2; по – объем его содержания в жидкости.

 (5.10)

где С – массовая концентрация пропанта, С=900 кг/м3.



находим

ρж=1(1-0,26)+2,7х0,25=1,42 г/см3.

Число Re при G=4 м3/мин.

Re=4х4х1,42/3,14х0,076х0,285=378>200;

Находим  исправить 2617 на 2230

Потери на трение:

 =4,3

Находим устьевое рабочее давление

РГРП у=46,4 МПа

Рассчитываем Ртр по градиенту потерь давления на трение:

ΔРтр=0,0016 МПа

Ртр=ΔРтр⋅Н=3,5 Мпа (5.11)

Найдем устьевое рабочее давление по градиенту:

РГРП у=45,6 МПа

Определим требуемую мощность для проведения ГРП:

 (5.12)

N≈3000 кВт.

Определяем количество агрегатов потребных для проведения ГРП:

 (5.13)

где Ра – рабочее давление агрегата, Gа – подача агрегата при рабочем давлении, km – коэффициент технического состояния агрегата =0,8.

Для производства ГРП используем насосный агрегат Т-800 производства США. Мощностью – 2500 л/с, трех плунжерный насос с диаметром плунжера 5”, обороты двигателя на III скорости:

Ga=1,08 м3/мин, Ра=78 МПа.

 46,4 вместо 42,4

Примем n=3 + 1 резерв.

Для производства ГРП требуется 4 агрегата Т-800.

Определяем объем буферной жидкости, исходя из опыта работ на данном месторождении равной 4 м3.

Для заливания применяют следующие химреагенты:

VQA – 1 – загеливатель –4кг/м3.

BXL-10 – образователь песконесущей структуры 2 л/м3, снижает гидравлическое сопротивление. Расход химреагентов ведется по полному объему жидкости.

Для эффективного заполнения трещины песком с учетом инфильтрации необходимо не менее 70% жидкости-песконосителя от объема буферной жидкости.

Vж. пн=300х70/100=21 м3/мин.

# Таблица 5.1

Рекомендуемый порядок закачки пропанта.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| стадия | Жидкость, м3 | Смесь, м3 | Концентрация, кг/м3 | Кол-во пропанта на стадию, кг | Расчет на емкость, м3 |
| 1 | 3 | 3,1 | 120 | 360 | 2+120/2700 (2,04) |
| 2 | 4 | 4,5 | 360 | 1440 | 4+360/2700 (4,13) |
| 3 | 6 | 7,3 | 600 | 3600 | 6+600/2700 (6,22) |
| 4 | 8 | 10,5 | 840 | 6719 | 8+840/2700 (8,3) |
| 5 | 10 | 14 | 1080 | 10803 | 10+1080/2700 (10,4) |
| Всего | 31 | 39,4 | 120-1080 | 22922 |  |

Пропанта необходимо 22,922 т., для транспортировки пропанта в пласт потребуется 31 м3 жидкости песконосителя.

Рассчитаем объем продавки:

Н=2230 м, dвн=76 мм.

Вместимость 1 погонного метра НКТ – 0,0045 м3.

Vпродавки=(0,0045х2230)+1=11,035 м3.

Для производства ГРП на данной скважине потребуется:

Буферная жидкость – 4 м3

Жидкость песконоситель – 31 м3

продавочная жидкость – 10,4 м3

при производстве ГРП используются буллиты V=60 м3. На конец закачки в буллитах должно оставаться по 5 м3. Используются 2 буллита.

Vоб. =4+31+10,4+5+5=55,4 м3

Рассчитаем время проведения ГРП:

 (5.14)

t=14 мин.

При проведении ГРП создаются давления, которые могут быть опасными для эксплуатационной колонны. Поэтому в межтрубное пространство в 30 м над верхними отверстиями перфорации устанавливают пакер и опрессовывают на 6 МПа. В затрубное пространство закачивают жидкость и при помощи ЦА-320 нагнетая давление до 9 МПа, создают противодавление на НКТ и пакер.

Необходимый объем жидкости в затрубном пространстве до пакера:

Vзатр.=Vобс-VНКТ; (5.15)

Vобс=πdобс 2L/4; (5.16)

VНКТ=πdнкт 2L/4; (5.17)

Vзатр.=17,17 м3.

**5.2 Анализ технологических параметров проведения ГРП**

На месторождении в качестве жидкости разрыва применяется гель, приготовленный на нефтяной основе, с добавлением в процессе закачки различных добавок.

Объем закачиваемой в скважину рабочей жидкости изменялся от 49,9 м3 до 106,3 м3 (в среднем 76 м3).

В качестве расклинивающего агента при проведении гидравлического разрыва пласта использовался пропант марки 16/20, 16/30 или S-105.

При проведении ГРП средний показатель количества закачиваемого в пласт пропанта для закрепления трещин составляет 30,8 т при средней концентрации 0,4 т/м3.

Таблица 5.2.

Значения технологических параметров ГРП, выполненных на Усть-Балыкском, Б10 месторождении в период с февраля 2000 года по март 2001 г.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №  п/п | Дата ГРП | № скв | Р разр., атм. | Тип жид-ти разрыва | V жид-ти разрыва | Тип проп-та | V закачки проп-та | Полудл. трещины,м | Н трещ.,мм | Технологические параметры скважины до воздействия | | | Технологические параметры скважины после воздействия | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  | Qж, т/сут. | Qн, т/сут. | % Н2О | Qж, т/сут. | Qн, т/сут. | % Н2О |
| 1 | 15.02.00 | 1308 | 232 | YF-140 | 78,6 | S-105 | 38,4 | 50 | 5 | 75,0 | 5,0 | 16,0 | 115,0 | 70,0 | 33,0 |
| 2 | 07.04.00 | 1376 | 436 | YF-140 | 49,9 | S-105 | 37,1 | 40 | 5 | 23,0 | 21,8 | 7,5 | 84,0 | 72,0 | 14,6 |
| 3 | 15.05.00 | 7053 | 289 | YF-140 | 97,4 | 16/30 | 39,8 | 70 | 5 | 6,3 | 6,0 | 10,0 | 86,0 | 62,0 | 28,0 |
| 4 | 11.07.00 | 3013 | 412 | YF-140 | 89,2 | 16/30 B | 37,9 | 70 | 4 | 10,5 | 8,5 | 18,1 | 47,0 | 35,5 | 25,0 |
| 5 | 21.07.00 | 3107 | 419 | YF-140 | 106,3 | 16/30 | 38,7 | 70 | 5 | 10,0 | 6,5 | 38,0 | 106,0 | 45,0 | 57,0 |
| 6 | 22.07.00 | 1369 | 361 | YF-140 | 83,9 | 16/30 | 38,1 | 70 | 3,5 | 8,1 | 6,9 | 16,2 | 82,0 | 63,6 | 22,4 |
| 7 | 08.08.00 | 3044 | 425 | YF-140 | 77,3 | 16/30 | 29,5 | 70 | 4 | 27,0 | 21,0 | 23,0 | 76,0 | 48,0 | 37,0 |
| 8 | 09.08.00 | 3210 | 451 | YF-140 | 79,8 | 16/30 | 29,1 | 70 | 4 | 7,0 | 6,0 | 17,0 | 82,0 | 65,0 | 20,0 |
| 9 | 10.08.00 | 3070 | 448 | YF-140 | 83,4 | 16/30 | 30,3 | 70 | 4 | 5,4 | 4,0 | 25,0 | 118,0 | 43,0 | 63,0 |
| 10 | 17.08.00 | 3340 | 297 | YF-140 | 90,8 | 16/20 | 34,4 | 53 | 5,1 | 9,0 | 7,0 | 26,0 | 61,0 | 34,0 | 43,0 |
| 11 | 18.08.00 | 3095 | 326 | YF-140 | 78,1 | 16/20 | 29,2 | 70 | 4 | 17,0 | 13,6 | 20,0 | 115,0 | 75,0 | 35,0 |
| 12 | 30.08.00 | 1184р | 393 | YF-140 | 52,9 | 16/20 C | 24,5 | 70 | 4 | 70,0 | 56,0 | 20,0 | 150,0 | 76,0 | 41,0 |
| 13 | 31.08.00 | 3326 | 352 | YF-140 | 52,3 | 16/30 B | 18 | 53 | 5,1 | 5,0 | 4,8 | 7,4 | 40,0 | 33,9 | 13,9 |
| 14 | 01.09.00 | 3000 | 407 | YF-140 | 78,1 | 16/20 B | 33 | 70 | 4 | 6,0 | 5,0 | 20,0 | 53,0 | 20,9 | 61,0 |
| 15 | 04.09.00 | 1384 | 458 | YF-140 | 54,3 | 16/30 | 17,8 | 50 | 5,9 | 6,5 | 5,7 | 11,8 | 87,0 | 52,0 | 40,0 |
| 16 | 09.09.00 | 3052 | 411 | YF-140 | 50,8 | 16/20 B | 18,8 | 52 | 5 | 16,7 | 6,8 | 17,0 | 32,0 | 23,0 | 27,0 |
| 17 | 13.09.00 | 1304 | 400 | YF-140 | 76,1 | 16/30 B | 32,3 | 52 | 5,1 | 10,0 | 7,5 | 30,0 | 83,0 | 40,0 | 47,0 |
| 18 | 27.09.00 | 1336 | 316 | YF-140 | 56,2 | 16/20 C | 23,2 | 70 | 3,5 | 5,5 | 4,7 | 14,0 | 112,0 | 87,1 | 22,0 |
| 19 | 19.10.00 | 3042 | 279 | YF-140 | 88,8 | 16/30 | 39,2 | 70 | 4 | 9,2 | 7,6 | 14,5 | 94,0 | 56,0 | 40,0 |
| 20 | 24.10.00 | 3016 | 202 | YF-140 | 64,4 | S-105 | 29,9 | 50 | 5 | 16,0 | 12,7 | 10,0 | 117,0 | 66,0 | 30,0 |
| 21 | 11.11.00 | 7082 | 444 | YF-140 | 76,1 | 16/30 B | 31,2 | 45 | 6,5 | 20,0 | 16,0 | 12,0 | 86,0 | 63,0 | 26,0 |
| 22 | 13.12.00 | 3215 | 341 | YF-140 | 73,8 | 16/30 B | 30,8 | 70 | 4 | 3,4 | 2,7 | 20,0 | 47,0 | 40,0 | 16,6 |
| 23 | 18.12.00 | 7108 | 492 | YF-140 | 81,2 | 16/30 B | 28,2 | 50 | 5 | 5,0 | 2,7 | 20,0 | 64,0 | 50,0 | 24,0 |
|  |  |  |  |  |  |  |  | Сумма | | 371,6 | 238,5 |  | 1937,0 | 1221,0 |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  | Ср.знач. | | 16 | 10 |  | 84 | 53 |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  | |  | Продолжение таблицы 5.2 | | | | |
| № | Дата ГРП | № скв | Р разр., атм. | Тип жид-ти разрыва | V жид-ти разрыва | Тип проп-та | V закачки проп-та | Полудл. трещины,м | Н трещ.,мм | Технологические параметры скважины до воздействия | | | Технологические параметры скважины после воздействия | | |
| п/п |  |  |  |  |  |  |  |  |  | Qж, т/сут. | Qн, т/сут. | % Н2О | Qж, т/сут. | Qн, т/сут. | % Н2О |
| 24 | 22.01.01 | 7058 | 304 | YF-140 | 82,1 | 16/30 | 34082 | 50 | 6 | 10 | 8,8 | 12 | 75 | 62 | 10 |
| 25 | 07.02.01 | 3451 | 414 | YF-140 | 82,6 | 16/30 В | 34041 | 50 | 7,6 | 26 | 21 | 20 | 83 | 58 | 20 |
| 26 | 10.02.01 | 3277 | 453 | YF-140 | 70 | 16/30 | 30977 | 51 | 5,3 | 18 | 13,5 | 25 | 96 | 67,5 | 20 |
| 27 | 12.02.01 | 3263 | 436 | YF-140 | 67,9 | 16/30 | 27240 | 55 | 4 | 7 | 5,5 | 22 | 62 | 47 | 10 |
| 28 | 27.02.01 | 7052 | 348 | YF-140 | 98,3 | 16/30 | 40185 | 70 | 5,5 | 11 | 7,8 | 22 | 193 | 132 | 22 |
| 29 | 03.03.01 | 3201 | 292 | YF-140 | 84 | 16/30 | 31027 | 50 | 5 | 15 | 13,2 | 12 | 120 | 91 | 14 |
| 30 | 08.03.01 | 3271 | 376 | YF-140 | 71,7 | 16/30 В | 20652 | 70 | 6 | 40 | 28 | 22 | 100 | 75 | 15 |
| 31 | 13.03.01 | 1660 | 360 | YF-140 | 80,3 | 16/30 В | 27185 | 73 | 6 | 45 | 34,7 | 23 | 200 | 124,4 | 32 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  | Сумма | | 172,0 | 132,5 |  | 929,0 | 656,9 |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  | Ср.знач. | | 22 | 17 |  | 116 | 82 |  |

**5.3 Результаты применения технологии ГРП на Усть-Балыкском , БС10 месторождении**

Показателем успешности применения технологии ГРП является увеличение притока продукции из обработанной скважины. Расчет этого показателя производился путем определения доли операций, характеризующихся приростом дебитов нефти после ГРП над базовым показателем относительно общего количества введенных в эксплуатацию скважин.

Для определения эффективности ГРП использовался показатель степени увеличения дебита жидкости после проведения работ относительно базового уровня (кратность дебита). В качестве базового уровня использовался дебит скважины до проведения интенсификации.

Месторождение характеризуется высоким приростом дебита нефти, в то же время эффект по жидкости более выражен.

Степень изменения дебита нефти добывающих скважин после интенсификации гидроразрывом пласта зависит от многих условий.

Нефтенасыщенная толщина пласта в анализируемых скважинах изменяется от 1.2 м до 19.4 (в среднем 11.5м).

Сопоставление степени увеличение дебита нефти после ГРП с толщиной обрабатываемого пласта показало незначительное снижение эффективности ГРП в сторону увеличения толщин.



Рис. 5.1 Зависимость эффективности ГРП от толщины пласта.

При анализе влияния дебита скважины до ГРП на степень его увеличения после интенсификации, установлена закономерность снижения эффективности ГРП с увеличением начального дебита скважины. При интенсификации скважин с дебитами до ГРП – qн<20 т/сут – наблюдается шестикратное увеличение добычи нефти, в этом же случае жидкость увеличивается в 8 раз. Скважины с 20<qн<40 – добыча нефти увеличилась в 2,5 раза, жидкости в 6,5. В третьем блоке произведя гидроразрыв на скважине №1184р с начальными показателями Qн=56 т/сут, Qж=70 м3/сут. – получили полуторократное увеличение добычи нефти, а добыча жидкости увеличилась в 11,2.

Сопоставляя динамику дебитов нефти после ГРП по блокам, можно сказать, что большое влияние на эффективность ГРП оказывает местонахождение скважин. Так в районах 3, 4, 5 блоков, в зоне активной разработки, проведение мероприятий по гидроразрыву пласта дало наименьший положительный результат по сравнению с остальными зонами внедрения ГРП. В районе 1 блока, приуроченного к краевым зонам пласта, воздействие ГРП оказалось эффективным (табл.5.3.). Также эффективным применением технологии ГРП оказалось в 7, 8 блоках, по причине более позднего вовлечения в разработку, по сравнению с центральными зонами месторождения. В шестом блоке в скважинах с дебитами нефти до ГРП <20 т/сут – кратность дебита нефти, оказалась ниже кратности дебита жидкости, но при применении ГРП в скважинах с дебитами в диапазоне от 20 т/сут до 40 т/сут – кратность дебита жидкости больше или равно кратности дебита нефти.

###### Таблица 5.3.

Динамика дебитов нефти после ГРП в зависимости от дебита до проведения ГРП.

1 блок.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| интервалы дебитов | | qн<20 | | | 20<qн<40 | | | | | qн>40 | | | | |
| базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. |
| 7,5 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| фев.00 | 90,0 | 61,7 | 8,2 | 4,7 | ГРП не применялся | | | | | | | | | |
| мар.00 | 77,4 | 54,3 | 7,2 | 4,0 |
| апр.00 | 70,1 | 50,8 | 6,8 | 3,6 |
| май.00 | 76,2 | 48,8 | 6,5 | 4,0 |
| июн.00 | 82,0 | 51,9 | 6,9 | 4,3 |
| июл.00 | 89,3 | 59,1 | 7,9 | 4,6 |
| авг.00 | 77,3 | 52,5 | 7,0 | 4,0 |
| сен.00 | 70,5 | 44,4 | 5,9 | 3,7 |
| окт.00 | 66,9 | 30,9 | 4,1 | 3,5 |
| ноя.00 | 67,4 | 34,9 | 4,6 | 3,5 |
| дек.00 | 61,6 | 30,4 | 4,1 | 3,2 |
| янв.01 | 60,0 | 26,3 | 3,5 | 3,1 |
| фев.01 | 70,4 | 35,9 | 4,8 | 3,7 |
| мар.01 | 62,4 | 33,4 | 4,5 | 3,2 |

2 блок

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| интервалы дебитов | | qн<20 | | | 20<qн<40 | | | | | qн>40 | | | | |
| базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | Дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. |
| 7,2 |  |  | 21,0 |  |  |  |  |  |
| авг.00 |  |  |  |  |  | 108 | 81 | 3,9 | 4 | ГРП не применялся | | | | |
| сен.00 | 38,0 | 29,0 | 4,0 | 2,9 |  | 90,7 | 43,8 | 2,1 | 3,4 |
| окт.00 | 42,4 | 33,3 | 4,6 | 3,3 |  | 74,1 | 34,6 | 1,6 | 2,7 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | Продолжение таблицы 5.3 | | | | |
| ноя.00 | 90,0 | 53,7 | 7,5 | 6,9 |  | 75,4 | 45,1 | 2,1 | 2,8 | ГРП не применялся | | | | |
| дек.00 | 61,2 | 33,9 | 4,7 | 4,7 |  | 80,1 | 47,9 | 2,3 | 3,0 |
| янв.01 | 49,5 | 27,5 | 3,8 | 3,8 |  | 58,2 | 37 | 1,8 | 2,2 |
| фев.01 | 41,7 | 25,1 | 3,5 | 3,2 |  | 64,1 | 40,6 | 1,9 | 2,4 |
| мар.01 | 38,6 | 23,7 | 3,3 | 3,0 |  | 59,3 | 36,5 | 1,7 | 2,2 |

3 блок

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| интервалы дебитов | | qн<20 | | | 20<qн<40 | | | | | qн>40 | | | | |
| базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. |
| 8,8 |  |  |  |  |  | 56,0 |  |  |
| авг.00 | 136,6 | 53,1 | 6,0 | 12,2 | ГРП не применялся | | | | |  |  |  |  |  |
| сен.00 | 123,0 | 41,4 | 4,7 | 11,0 |  | 143,8 | 81,8 | 1,5 | 2,1 |
| окт.00 | 126,1 | 59,8 | 6,8 | 11,3 |  | 158,9 | 94,6 | 1,7 | 2,3 |
| ноя.00 | 124,1 | 62,8 | 7,1 | 11,1 |  | 125,6 | 74,8 | 1,3 | 1,8 |
| дек.00 | 120,2 | 55,5 | 6,3 | 10,7 |  | 127,2 | 75,8 | 1,4 | 1,8 |
| янв.01 | 113,9 | 53,8 | 6,1 | 10,2 |  | 127,1 | 80,4 | 1,4 | 1,8 |
| фев.01 | 104,7 | 51,7 | 5,9 | 9,3 |  | 128,1 | 84,5 | 1,5 | 1,8 |
| мар.01 | 100,3 | 49,0 | 5,6 | 9,0 |  | 118,5 | 83,3 | 1,5 | 1,7 |

4 блок

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| интервалы дебитов | | qн<20 | | | 20<qн<40 | | | | | qн>40 | | | | |
| базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. |
| 5,6 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| авг.00 | 113,0 | 53,0 | 9,5 | 14,6 | ГРП не применялся | | | | | | | | | |
| сен.00 | 111,0 | 45,8 | 8,2 | 14,3 |
| окт.00 | 127,3 | 70,3 | 12,6 | 16,4 |
| ноя.00 | 124,1 | 68,1 | 12,2 | 16,0 |
| дек.00 | 106,2 | 60,6 | 10,8 | 13,7 |
| янв.01 | 106,6 | 60,3 | 10,8 | 13,7 |
| фев.01 | 112,1 | 63,6 | 11,4 | 14,5 |
| мар.01 | 103,2 | 57,9 | 10,3 | 13,3 |

5 блок

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| интервалы дебитов | | qн<20 | | | 20<qн<40 | | | | | qн>40 | | | | |
| базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. |
| 14,6 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| авг.00 | 94,6 | 68,1 | 4,7 | 9,7 | ГРП не применялся | | | | | | | | | |
| сен.00 | 98,2 | 66,9 | 4,6 | 10,0 |
| окт.00 | 93,1 | 68,7 | 4,7 | 9,5 |
| ноя.00 | 89,3 | 62,7 | 4,3 | 9,1 |
| дек.00 | 81,2 | 57,4 | 3,9 | 8,3 |
| янв.01 | 73,2 | 52,9 | 3,6 | 7,5 |
| фев.01 | 68,3 | 50,0 | 3,4 | 7,0 |
| мар.01 | 73,1 | 52,0 | 3,6 | 7,5 |

6 блок

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| интервалы дебитов | | qн<20 | | | 20<qн<40 | | | | | qн>40 | | | | |
| базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. |
| 9,2 |  |  | 24,9 |  |  |  |  |  |
| апр.00 |  |  |  |  |  | 96 | 70 | 2,8 | 3,0 | ГРП не применялся | | | | |
| май.00 |  |  |  |  |  | 96,2 | 75,5 | 3,0 | 3,1 |
| июн.00 |  |  |  |  |  | 108,1 | 82,3 | 3,3 | 3,4 |
| июл.00 |  |  |  |  |  | 0 | 0 |  |  |
| авг.00 |  |  |  |  |  | 99,7 | 82,8 | 3,3 | 3,2 |
| сен.00 | 50,1 | 37,5 | 4,1 | 5,5 |  | 101,9 | 80,4 | 3,2 | 3,2 |
| окт.00 | 46,1 | 34,9 | 3,8 | 5,1 |  | 92,5 | 69,6 | 2,8 | 2,9 |
| ноя.00 | 65,9 | 42,0 | 4,6 | 7,2 |  | 63,3 | 48,7 | 2,0 | 2,0 |
| дек.00 | 78,1 | 56,7 | 6,2 | 8,6 |  | 86,2 | 66,3 | 2,7 | 2,7 |
| янв.01 | 69,0 | 41,0 | 4,5 | 7,6 |  | 91,5 | 71,1 | 2,9 | 2,9 |
| фев.01 | 64,0 | 43,9 | 4,8 | 7,0 |  | 90,1 | 70,4 | 2,8 | 2,9 |
| мар.01 | 61,6 | 39,8 | 4,4 | 6,7 |  | 143,9 | 93,2 | 3,7 | 4,6 |

7 блок

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| интервалы дебитов | | qн<20 | | | 20<qн<40 | | | | | qн>40 | | | | |
| базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. |
| 7,0 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| сен.00 | 76,4 | 32,4 | 4,6 | 8,5 | ГРП не применялся | | | | | | | | | |
| окт.00 | 65,3 | 35,8 | 5,1 | 7,3 |
| ноя.00 | 59,1 | 33,2 | 4,7 | 6,6 |
| дек.00 | 61,9 | 34,8 | 5,0 | 6,9 |
| янв.01 | 0 | 0 |  |  |
| фев.01 | 0 | 0 |  |  |
| мар.01 | 79,7 | 26,6 | 3,8 | 8,9 |

8 блок

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| интервалы дебитов | | qн<20 | | | 20<qн<40 | | | | | qн>40 | | | | |
| базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. | базовый дебит | дебит ж. м3/сут до ГРП | дебит н, т/сут до ГРП | кратность д. н. | кратность д. ж. |
|  |  |  | 27,9 |  |  |  |  |  |
| фев.01 | ГРП не применялся | | | |  | 61,6 | 43,3 | 1,6 | 1,7 | ГРП не применялся | | | | |
| мар.01 |  | 85,7 | 52,6 | 1,9 | 2,4 |



Рис. 5.2 Динамика дебитов нефти и жидкости в среднем по Усть-Балыкскому месторождению, для скважин с qн<20 т/сут до ГРП.



Рис 5.3 Динамика дебитов нефти и жидкости в среднем по Усть-Балыкскому месторождению, для скважин с 20<qн<40 до ГРП.



Рис. 5.4 Динамика дебитов нефти и жидкости в среднем по Усть-Балыкскому месторождению, для скважин с qн>40 т/сут до ГРП.

# На Усть-Балыкском месторождении в результате проведения ГРП за некоторым исключением приросты дебитов сопровождаются увеличением обводненности добывающих скважин. Обводненность уменьшилась в скважинах 3215, 7058 – блок 5; 3277, 3263, 3271 – блок 6 и осталась на прежнем уровне в скважинах 3451 – блок 8; 7052 – блок 1.

Одним из редких примеров эффективного применения ГРП с увеличением текущей нефтеотдачи в зоне продолжительного дренирования является скважина 1336 (4 блок). Здесь отмечается высокий прирост дебита нефти (кратность дебита примерно 20 в первый месяц после интенсификации) и снижение обводненности продукции скважины с 14 до 10 % в октябре 2000 года после ГРП, в январе 2001 года обводненность составила 18% и с февраля стабилизировалась на уровне 20 %. В этом случае созданные трещины позволили подключить к работе ранее недренируемые чисто нефтяные пропластки.

Сопоставление динамики дебитов нефти и жидкости скважин, находящихся в зоне эффективного влияния соседних нагнетательных скважин, и скважин, расположенных вне этих зон, проводилось по трем участкам.

В районе 7-8 блоков дебиты нефти после ГРП вне зоны влияния закачки значительно выше дебитов нефти в зоне влияния закачки, в то время как дебиты жидкости одинаковы. Следовательно, в этом районе система ППД не оказывает положительного влияния на эффективность ГРП, к тому же в районе зоны влияния закачки трещины разрыва попадают в зону заводнения, в результате чего вместо ожидаемого прироста дебита нефти происходит, в основном прирост дебита воды.

В районе первого блока эффективность ГРП в зоне влияния закачки несколько выше, чем вне зоны.

В районе 3, 4, 5 блоков все ГРП по увеличению нефтеотдачи практически не эффективны, однако после мероприятий по оптимизации получен больший приток жидкости к забою скважин – в отличии от остальных блоков.

Оценка продолжительности эффекта после применения технологии ГРП производится на основе темпов падения дебитов во времени. Для анализа использовались данные по скважинам с положительным эффектом (7 скважин 1 блока). Динамика работы скважин приведена в относительном времени, ведущем отсчет от даты проведения ГРП.

Продолжительность эффекта прироста дебита нефти для скважин 1 блока незначительна, предположительно эффект по дебиту нефти продлится до конца 2001 года (рис. 5.5).

Эффективность применения технологии гидравлического разрыва пласта определялась путем определения прироста фактической добычи нефти над базовым уровнем. Расчет дополнительной добычи нефти проводился для каждой обработанной скважины в отдельности. В качестве базового дебита использовалось последнее значение дебита нефти до проведения ГРП. Итоговые результаты сведены в табл. 5.3.

Как видно из таблицы 5.3 и рис. 5.6, вся дополнительная добыча нефти получена за счет ГРП в 3, 4, 5 блоках, с начала ввода мероприятия она составила 84,665 тыс. т. (12 скважин) или 7055 т на 1 скважино-операцию. Здесь во всех скважинах на протяжении всего анализируемого периода фактическая годовая добыча нефти выше базовой. Дополнительная добыча блоков 3, 4, 5 в сравнении с блоками 1, 7, 8 вышла большей по причине получения больших дебитов жидкости после ГРП в 3, 4, и 5 блоках.

Всего по месторождению за счет мероприятия ГРП на 1.04.2001года дополнительно получено 171,956 тыс. т нефти или 5547 т на 1 скважино-операцию.



Рис. 5.5 Экстраполированная динамика дебитов нефти и жидкости по 1 блоку на продолжительность эффекта ГРП.



Рис. 5.6 Дополнительная добыча нефти по блокам Усть-Балыкского месторождения в 2001 году.

Выводы:

1. На Усть-Балыкском месторождении с января 2000 года по март 2001 года фирмой «Шлюмберже Лоджелко Инк.» выполнена 31 операция ГРП. В августе – сентябре 2000 года была запланирована под ГРП скважина 1318 куст 55а, но от операции отказались, не прошел шаблон.
2. На 1.04.2001 г. за счет мероприятий ГРП по месторождению получено 171,956 тыс. т дополнительно добытой нефти или 5547 т на 1 скважино-операцию.
3. Гидроразрыв пласта на месторождении проводился с использованием жидкости разрыва на нефтяной основе с добавлением различных химических реагентов. Концентрация пропанта при проведении ГРП в среднем 0,4 т/м3 .
4. Большое влияние на успешность ГРП оказывает местоположение скважин, так в краевых зонах пласта оптимизация более успешна (блоки 1, 7, 8). В зоне активной разработки при плотной (≈12 га/скв) сетке скважин и площадной семиточечной системе разработки – в основном увеличивается объем добычи жидкости, со значительным превышением кратности добычи жидкости над кратностью добычи нефти. То есть эффективность ГРП, очевидно, пропорциональна распределению остаточных запасов нефти по площади залежи.
5. Толщина пласта на эффективность ГРП практически не влияет.
6. В зависимости от базового дебита нефти все ГРП разделились на три группы:

qн<20 т/сут – 5 кратное увеличение дебита нефти после ГРП, над дебитом нефти до ГРП;

20 т/сут <qн<40 т/сут – 2 кратное увеличение;

qн>40 т/сут – не значительное увеличение дебитов нефти после ГРП, над дебитами до ГРП.

1. В ряде случаев после применения ГРП значительно возрастает добыча жидкости при незначительном увеличении добычи нефти, что объясняется попаданием трещин разрыва в заводненную зону (3, 4, 5 блоки, частично 6 блок).
2. Проведенный анализ не указывает на положительное влияние системы ППД на эффективность ГРП, возможно это результат значительной неравномерности охвата залежи горизонта Б10 заводнением.
3. Возможности дальнейшего применения ГРП по объекту вполне существенны. На 1.01.2000 года фонд скважин 1 блока значительно обводнен, поэтому ГРП там предположительно будет малоэффективно. Блоки 2, 3, 4, 5 и 6 находятся в разработке большее время нежели 1, 7, 8, 9 и 10, поэтому технологию применения гидравлического разрыва пласта на Усть-Балыкском, БС10 месторождении можно использовать на скважинах 3373, 3372 – 7 блока и скважинах 1429, 1453 – 8 блока.

**6. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

**6.1 Обоснование экономической эффективности проведения ГРП в ооо «усть-балыкский нефтепромысел»**

**6.1.1 Расчет показателей ПДН и ЧТС**

Расчет по системе вышеперечисленных показателей производится по каждому варианту разработки месторождения по нижеприведенной методике:

ПДНt=Вt-Иt-Кt-Нt

Где:

ПДНt-поток денежной наличности полученный в t-ом году, тыс. руб;

Вt-выручка от реализации продукции в t-ом году, тыс. руб;

Иt-текущие затраты в t-ом году, тыс. руб;

Кt-капитальные затраты в t-ом году, тыс. руб;

Нt-налоги, выплачиваемые в t-ом году, тыс. руб;

При расчёте выручки по формуле целесообразно использовать цены предприятия на нефть без учёта акцизного налога и налога на добавленную стоимость:

Вt=ΔQt\*Цt;

Где:

ΔQt-объём реализации нефти в t-ом году, тыс. тонн;

Цt-цена предприятия на нефть в t-ом году, руб/т.;

Текущие затраты представляют собой затраты на добычу нефти без амортизационных отчислений.

Нормативы текущих затрат разработаны на основе расчётной калькуляции себестоимости добычи нефти и сметы затрат ООО «Усть-Балыкский нефтепромысел».

Иt=Ипост+Ипер;

Где:

Ипост – постоянные расходы (основная и дополнительная заработная плата с отчислениями в социальные фонды, ремонтный фонд, содержание и эксплуатация оборудования, цеховые и общепроизводственные расходы).

Ипер=Иу.пер.\*Qt;

Где:

Ипер – переменные затраты;

Иу.пер – условно переменные расходы (энергия по извлечению нефти из пласта, сбор, транспортировка и технологическая подготовка нефти) в расчёте на одну тонну нефти;

Капитальные затраты представляют собой единовременные затраты на создание скважин, объектов промыслового строительства и оборудования, не входящего в сметы строек.

Расчёт налогов предполагает определение размера налогов, относимых на финансовый результат и налога на прибыль.

После расчёта годовых потоков денежной наличности рассчитывается накопленный поток денежной наличности (НПДНt):

НПДНt=∑ПДНk;

Где:

k – количество лет разработки месторождения до t-ого года включительно;

Поскольку результаты и затраты осуществляются в различные периоды времени, то возникает необходимость в их приведении к одному году (tр). Эту процедуру можно осуществить при помощи коэффициента дисконтирования по формуле:

Αt=(1+Енп)^tр-t;

Где:

Аt – коэффициент дисконтирования для t-ого года;

Енп – нормативный коэффициент приведения. Нормативный коэффициент приведения численно равен эффективности отдачи капитала. В условиях стабильной экономики этот коэффициент берут равным 0,1, т.е. при отдачи капитала 10% в год.

Дисконтированный годовой поток денежной наличности (ДПДНt) определяется по формуле:

ДПДНt=ПДНt\*Аt;

Накопленный дисконтированный поток денежной наличности представляет собой чистую текущую стоимость:

ЧТСt=∑ДПДНk;

Где:

k - количество лет разработки месторождения до t-ого года включительно;

Чистая текущая стоимость проекта за весь период разработки месторождения является важнейшим критерием выбора оптимального варианта разработки месторождения.

Результаты расчёта НПДН и ЧТС представлены в таблице № 6.5.1. и на рис. №. 6.1.1.

Для оценки эффективности капитальных вложений необходимо кроме срока окупаемости определить коэффициент отдачи капитала (КОК):

КОК=ЧТСk/(ЧТСинв) +1;

Где:

ЧТСинв – дисконтированные инвестиции, тыс.р;

ЧТСинв=∑Кt\*At;

Где:

Кt – капитальные вложения в t-ом году, тыс.р;

КОК показывает сколько рублей дохода даёт один рубль инвестиций, вложенных в данный проект за весь период разработки с учётом дисконтирования результатов и затрат.

Таблица №6.1.1

Расчёт НПДН и ЧТС

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Показатели | 2000 | 2001 | 2002 |
| Прирост дебита (q) | 43 | 48 | 40 |
| Прирост добычи (Q), тыс.тонн | 104,785 | 117,6 | 88 |
| Дополнительная выручка (В), млн.руб | 125,742 | 141,120 | 105,600 |
| Дополнительные текущие затраты (И), млн.руб | 23,941 | 26,869 | 20,106 |
| (К), млн.руб | 22,0778 | 0 | 0 |
| Амортизационные отчисления (Ам), млн.руб | 1,501 | 1,501 | 1,501 |
| Остаточная стоимость (Сост), млн.руб | 20,577 | 19,075 | 17,574 |
| Налог на имущество (Ним), млн.руб | 0,412 | 0,382 | 0,351 |
| Налог на прибыль (Нпр), млн.руб | 34,961 | 39,329 | 29,274 |
| Поток денежной наличности (ПДН), млн.руб | 44,351 | 74,540 | 55,868 |
| Накопленный поток денежной наличности (НПДН), млн.руб | 44,351 | 118,891 | 174,759 |
| @ | 1 | 0,9091 | 0,8264 |
| Дисконтированный поток денежной наличности (ДПДН), млн.руб | 44,351 | 67,765 | 46,169 |
| Чистая текущая стоимость (ЧТС), млн.руб | 44,351 | 112,115 | 158,285 |

Графики профилей НПДН и ЧТС.



Рис. 6.1.1.

**6.1.2 Анализ чувствительности проекта**

Поскольку проекты в нефтегазодобывающем производстве имеют определённую степень риска, связанную с природными и рыночными факторами (риск изменения цен), то необходимо провести анализ чувствительности варианта проекта.

Все входные параметры (Q, Цн, И, К) имеют определенную степень риска.

Зададим вариацию параметров:

Q=(-30%;+10%)

Цн=(-20%;+20%)

И=(-10%;+10%)

К=(-5%;+15%)

Методика расчета аналогична методике, по которой рассчитывались НПДН и ЧТС для двух вариантов разработки, приведенной выше.

Результаты расчетов сведены в таблицы №.

По данным результатам для каждого фактора определяется зависимость:

ЧТС(Q);ЧТС(Ц);ЧТС(И);ЧТС(К).

Таблица № 6.2.1

Расчёт НПДН и ЧТС (ΔQ -30%: +10%)

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | 2000 | | 2001 | | 2002 | |
| Изменение (Q) | -30% | 10% | -30% | 10% | -30% | 10% |
| Прирост добычи (Q), тыс.тонн | 73,3495 | 115,2635 | 82,32 | 129,36 | 61,6 | 96,8 |
| Дополнительная выручка (В), млн.руб | 88,02 | 138,32 | 98,78 | 155,23 | 73,92 | 116,2 |
| Дополнительные текущие затраты (И), млн.руб | 16,76 | 26,34 | 18,81 | 29,56 | 14,07 | 22,12 |
| (К), млн.руб | 22,08 | 22,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Амортизационные отчисления (Ам), млн.руб | 1,50 | 1,50 | 1,50 | 1,50 | 1,50 | 1,50 |
| Остаточная стоимость (Сост), млн.руб | 20,58 | 20,58 | 19,08 | 19,08 | 17,57 | 17,57 |
| Налог на имущество (Ним), млн.руб | 0,41 | 0,41 | 0,38 | 0,38 | 0,35 | 0,35 |
| Налог на прибыль (Нпр), млн.руб | 24,27 | 38,52 | 27,33 | 43,33 | 20,30 | 32,27 |
| Поток денежной наличности (ПДН), млн.руб | 24,50 | 50,97 | 52,26 | 81,97 | 39,20 | 61,43 |
| Накопленный поток денежной наличности (НПДН), млн.руб | 24,50 | 50,97 | 76,76 | 132,93 | 115,96 | 194,36 |
| @ | 1 | 1 | 0,91 | 0,91 | 0,83 | 0,83 |
| Дисконтированный поток денежной наличности (ДПДН), млн.руб | 24,50 | 50,97 | 47,51 | 74,52 | 32,39 | 50,76 |
| Чистая текущая стоимость (ЧТС), млн.руб | 24,50 | 50,97 | 72,01 | 125,48 | 104,40 | 176,25 |

Таблица № 6.2.2.

Расчёт НПДН и ЧТС (ΔЦ -20% :+20%)

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | 2000 | | 2001 | | 2002 | |
| Изменение цены реализации на нефть | -20% | 20% | -20% | 20% | -20% | 20% |
| Прирост добычи (Q), тыс.тонн | 104,79 | 105 | 117,6 | 117,6 | 88,0 | 88,0 |
| Дополнительная выручка (В), млн.руб | 100,59 | 150,89 | 112,90 | 169,34 | 84,48 | 126,72 |
| Дополнительные текущие затраты (И), млн.руб | 23,94 | 23,94 | 26,87 | 26,87 | 20,11 | 20,11 |
| (К), млн.руб | 22,08 | 22,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Амортизационные отчисления (Ам), млн.руб | 1,50 | 1,50 | 1,50 | 1,50 | 1,50 | 1,50 |
| Остаточная стоимость (Сост), млн.руб | 20,58 | 20,58 | 19,08 | 19,08 | 17,57 | 17,57 |
| Налог на имущество (Ним), млн.руб | 0,41 | 0,41 | 0,38 | 0,38 | 0,35 | 0,35 |
| Налог на прибыль (Нпр), млн.руб | 26,16 | 43,76 | 29,45 | 49,21 | 21,88 | 36,67 |
| Поток денежной наличности (ПДН), млн.руб | 28,00 | 60,70 | 56,19 | 92,89 | 42,14 | 69,60 |
| Накопленный поток денежной наличности (НПДН), млн.руб | 28,00 | 60,70 | 84,20 | 153,58 | 126,34 | 223,18 |
| @ | 1 | 1 | 0,91 | 0,91 | 0,83 | 0,83 |
| Дисконтированный поток денежной наличности (ДПДН), млн.руб | 28,00 | 60,70 | 51,09 | 84,44 | 34,82 | 57,51 |
| Чистая текущая стоимость (ЧТС), млн.руб | 28,00 | 60,70 | 79,09 | 145,14 | 113,92 | 202,65 |

Таблица № 6.3.3

Расчёт НПДН и ЧТС (ΔU -10% :+10%)

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | 2000 | | 2001 | | 2002 | |
| Изменение (И) | -10% | 10% | -10% | 10% | -10% | 10% |
| Прирост добычи (Q), тыс.тонн | 105 | 105 | 117,6 | 117,6 | 88,0 | 88,0 |
| Дополнительная выручка (В), млн.руб | 125,74 | 125,74 | 141,12 | 141,12 | 105,60 | 105,60 |
| Дополнительные текущие затраты (И), млн.руб | 21,55 | 26,34 | 24,18 | 29,56 | 18,10 | 22,12 |
| (К), млн.руб | 22,08 | 22,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Амортизационные отчисления (Ам), млн.руб | 1,50 | 1,50 | 1,50 | 1,50 | 1,50 | 1,50 |
| Остаточная стоимость (Сост), млн.руб | 20,58 | 20,58 | 19,08 | 19,08 | 17,57 | 17,57 |
| Налог на имущество (Ним), млн.руб | 0,41 | 0,41 | 0,38 | 0,38 | 0,35 | 0,35 |
| Налог на прибыль (Нпр), млн.руб | 35,80 | 34,12 | 40,27 | 38,39 | 29,98 | 28,57 |
| Поток денежной наличности (ПДН), млн.руб | 45,91 | 42,79 | 76,29 | 72,79 | 57,17 | 54,56 |
| Накопленный поток денежной наличности (НПДН), млн.руб | 45,91 | 42,79 | 122,19 | 115,59 | 179,37 | 170,15 |
| @ | 1 | 1 | 0,91 | 0,91 | 0,83 | 0,83 |
| Дисконтированный поток денежной наличности (ДПДН), млн.руб | 45,91 | 42,79 | 69,35 | 66,18 | 47,25 | 45,09 |
| Чистая текущая стоимость (ЧТС), млн.руб | 45,91 | 42,79 | 115,26 | 108,97 | 162,51 | 154,06 |

Таблица № 6.3.4.

Расчёт НПДН и ЧТС (ΔК -5% :+15%)

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | 2000 | | 2001 | | 2002 | |
| Изменение капитальных вложений | -5% | 15% | -5% | 15% | -5% | 15% |
| Прирост добычи (Q), тыс.тонн | 105 | 105 | 117,6 | 117,6 | 88,0 | 88,0 |
| Дополнительная выручка (В), млн.руб | 125,74 | 125,74 | 141,12 | 141,12 | 105,60 | 105,60 |
| Дополнительные текущие затраты (И), млн.руб | 23,94 | 23,94 | 26,87 | 26,87 | 20,11 | 20,11 |
| (К), млн.руб | 20,97 | 25,39 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Амортизационные отчисления (Ам), млн.руб | 1,43 | 1,73 | 1,43 | 1,73 | 1,43 | 1,73 |
| Остаточная стоимость (Сост), млн.руб | 19,55 | 23,66 | 18,12 | 21,94 | 16,70 | 20,21 |
| Налог на имущество (Ним), млн.руб | 0,39 | 0,47 | 0,36 | 0,44 | 0,33 | 0,40 |
| Налог на прибыль (Нпр), млн.руб | 34,99 | 34,86 | 39,36 | 39,23 | 29,31 | 29,18 |
| Поток денежной наличности (ПДН), млн.руб | 45,44 | 41,08 | 74,53 | 74,58 | 55,85 | 55,91 |
| Накопленный поток денежной наличности (НПДН), млн.руб | 45,44 | 41,08 | 119,97 | 115,66 | 175,82 | 171,57 |
| @ | 1 | 1 | 0,91 | 0,91 | 0,83 | 0,83 |
| Дисконтированный поток денежной наличности (ДПДН), млн.руб | 45,44 | 41,08 | 67,75 | 67,80 | 46,16 | 46,21 |
| Чисто текущая стоимость (ЧТС), млн.руб | 45,44 | 41,08 | 113,19 | 108,88 | 159,35 | 155,09 |

Вывод: Анализ чувствительности эффективности ГРП показал, что данный метод интенсификации не является рискованным для предприятия, так как диаграмма расположена в положительной части и ЧТС не имеет отрицательных значений.

# 7. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

## **7.1. Обеспечение безопасности работающих**

### **7.1.1 Основные опасности и вредности при проведении ГРП**

Гидравлический разрыв пласта это один из видов мероприятий направленных на повышение нефтеотдачи пласта путем воздействия на призабойную зону пласта, являющийся одним из самых перспективных и самых эффективных, однако в свою очередь ГРП является источником повышенного уровня опасности при малейшем несоблюдении технологического режима эксплуатации оборудования или правил проведения мероприятия. Это говорит о том, что необходимо рассмотреть перечень тех вредных факторов, которые возникают при проведении ГРП. В качестве факторов воздействия на человека при проведении мероприятия данного вида, можно выделить:

* токсичность;
* высокое давление;
* пожароопасность.

Воздействие токсичных веществ при проведении ГРП

При проведении гидравлического разрыва пласта, используют различные виды растворов реагентов необходимых для качественного проведения мероприятия. В основном на промысле проводят ГРП на нефтяной и водной основе. В случае применения жидкости разрыва на нефтяной основе (нефть, дизельное топливо и т.п.) существует опасность токсичного воздействия на рабочий и обслуживающий персонал в силу разрушения линии высокого давления от избыточно развиваемого агрегатами давления, а так же при опорожнении этих линий при разборке оборудования, учитывая то что при осуществлении данного мероприятия используется до 14 наименований автотранспортной техники можно сказать, что выхлопные газы от отработавшего топлива так же могут выступать в качестве токсичного вещества.

При проведении ГРП химически токсичные вещества могут находиться в различном агрегатном состоянии. Они способны проникать в организм человека через органы дыхания, пищеварения или кожу. Токсичные вещества данного типа относятся к 3-му классу токсичности и по их классификации можно отнести к обще токсическим химическим веществам – они могут вызывать расстройства нервной системы, мышечные судороги, влияют на кроветворные органы, взаимодействуют с гемоглобином. Другими словами можно сказать, что при большой дозе воздействия на организм рабочего они могут вызывать резкое ухудшения самочувствия, потерю сознания, что в свою очередь может привести к травме, а в более тяжелых случаях, в случае если человек потерял сознание в зоне повышенной токсичности, к летальному исходу.

Анализируя проведение ГРП на промысле необходимо отметить, что данный метод повышения нефтеотдачи проводится высококвалифицированными кадрами (рабочими, слесарями оборудования, руководителями), представляющими такую хорошо известную, в регионе, на сегодняшний день фирму, как СП «Шлюмберже», что в свою очередь говорит как о качестве проведения операции, так и о безопасности труда поставленной на высокий уровень. Данная фирма занимается глубоким анализом проведенных мероприятий по ГРП, осуществляя которые способны предупреждать ситуации с выбросом вредных (токсичных) веществ.

Влияние высокого давления

Возможно, высокое давление при проведении ГРП наиболее опасный фактор его можно поставить в один ряд с такими известными, как возникновение пожара и поражение электрическим током. Рассматривая в корне эти три вида воздействия можно сказать, что они активно воздействуют на оборудование, на производственные помещения и конечно, в большей части, смертельно на жизнь рабочего персонала. В рассматриваемом вопросе о воздействии высокого давления на человека надо отметить, что при проведении ГРП источниками повышенного давления могут быть:

* агрегаты высокого давления (компрессоры);
* линии высокого давления (задвижки, трубы, устьевая арматура);

Разрушение линии высокого давления может привести утечке жидкости разрыва, которая в свою очередь в силу того, что она является токсичным веществом, может оказать отравляющее воздействие на рабочего, а разрыв компрессорной установки может привести к разрушению дорогостоящего оборудования и травмам оператора следящего за процессом ГРП.

Как уже было отмечено, организации, проводящие данного рода мероприятия, заинтересованы, как в качестве проведения ГРП, так и в качестве оборудования на котором процесс осуществляется. Поэтому можно сказать, что путем постоянного контроля за исправностью оборудования и соблюдения правил его использования можно снизить до минимума риск воздействия избыточного давления на человека (рабочего) и увеличить качество проведения мероприятия по гидравлическому разрыву пласта, а так же избежать ситуаций, которые могут выступить в качестве опасностей (утечки токсичных веществ, возникновение пожара).

Пожароопасность

Возникновение пожара на промысле, как уже отмечалось, является одним из опасных факторов производства. Это связано с тем, что при проведении ГРП, используется, как правило, жидкость разрыва на нефтяной основе, а так же не исключены возможность воспламенения оборудования (автотранспортных средств, цистерн и т.п.), поэтому этот метод воздействия на ПЗП требует большого внимания.

Одной из особенностей пожара на промысле, горение паровоздушных смесей углеводородов, является образование огневого шара время которого колеблется от нескольких секунд до нескольких минут. Опасным фактором огневого шара является тепловой импульс. Размеры шара, время его существования и величина теплового импульса зависят от количества сгораемого вещества.

Опасными факторами пожара, воздействующими на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления:

* осколки;
* движущиеся части разрушившихся аппаратов;
* электрический ток;
* взрыв.

Согласно ССБТ ГОСТ 12.1.004 – 91 допустимый уровень пожарной опасности для людей должен быть не более 10-6 воздействия опасных факторов пожара, превышающих допустимые значения, в год в расчете на каждого человека.

### **7.1.2 Технические требования к оборудованию и рабочему инструменту, гарантирующему безопасность**

1. Оборудование для проведения ГРП должно удовлетворять требованиям стандартов и технических условий на их изготовление, монтироваться в соответствии с проектами и действующими нормами технологического проектирования и обеспечивать полную сохранность продукции.
2. Оборудование и трубопроводы должны оснащаться приборами контроля (с выходом показаний на пульт управления), регулирующей и предохранительной аппаратурой и автоматическим управлением.
3. Исправность предохранительной, регулирующей и запорной арматуры, установленной на аппаратах и трубопроводах подлежит периодической проверке в соответствии с утвержденным графиком. Результаты проверок заносятся в вахтовый журнал.
4. Аппараты, работающие под давлением, оснащаются манометрами, указателями уровня.
5. Датчики систем контроля и управления технологическим процессом должны быть во взрывозащищенном исполнении и рассчитываться на применение в условиях вибрации, отложений парафина, солей и других веществ, либо устанавливаться в условиях, исключающих прямой контакт с транспортируемой средой.
6. Технологические трубопроводы и арматура окрашиваются опознавательной краской и обеспечиваются предупреждающими знаками и надписями. На трубопроводы наносятся стрелки, указывающие направление движения транспортируемой среды.
7. Резервные насосы должны находится в постоянной готовности к пуску.
8. Специальная одежда должна быть не сгораема. Согласно правилам безопасности в нефтегазовой промышленности, ткань типа «NOMEX IIIA» термостойкий антистатический.

### **7.1.3 Санитарные требования**

Метеоусловия

В условиях крайнего севера среди факторов производственной среды, действующих на организм человека при выполнении различных видов работ в холодное время года, ведущая роль принадлежит метеорологическим условиям, вызывающим охлаждение. Охлаждающего воздействия метеорологических условий на человека зависит от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже - 450С даже при незначительной скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работ. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных одеждой участков тела.

В ООО «Усть-Балыкский нефтепромысел» при температуре окружающей среды менее - 40 0С прекращаются работы по текущему и капитальному ремонту скважин, некоторые другие виды работ на открытом воздухе.

Микроклимат определяет действующие на организм человека сочетания температуры, влажности, скорости движения воздуха и других условий рабочей зоны.

Средства индивидуальной защиты

На промысле применяются следующие средства защиты:

* спецодежда, которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухонепроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость;
* спецодежда, предназначенная для использования на взрывопожароопасных объектах или взрывопожароопасных участках производства, должна быть изготовлена из термостойких и антистатических материалов (типа NOMEX. III A)
* спецобувь, предохраняющая ноги от механических повреждений и влаги;
* головные уборы – каски (зимой с утепленными подшлемниками) и подшлемники для защиты головы от механических повреждений;
* резиновые перчатки для защиты от поражения электрическим током;
* противогазы для защиты органов дыхания;
* предохранительные пояса при работах, связанных с опасностью падения с высоты.
* Виброакустическое воздействие

Виброакустические условия на рабочих местах определяются вибрационными и шумовыми характеристиками машин и оборудования, режимами и условиями их работы, размещения (на территории или в помещении) и рядом других факторов. К числу наиболее типичных источников шума и вибраций на объектах ОАО «Юганскнефтегаз» и в том числе ООО «Усть-Балыкский нефтепромысел» следует отнести электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания и турбореактивные двигатели, насосы, компрессоры и вентиляторы, разнообразные машины и механизмы (редукторы, лебедки, станки и прочие), системы транспорта и перепуска газа и воздуха (газопроводы и воздуховоды) и многие другие.

Воздействие на работающих, повышенных уровней шума и вибрации осуществляется при реализации целого ряда технологических процессов. С этой точки зрения наиболее неблагоприятные условия труда создаются на некоторых рабочих местах при строительстве, текущем капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин, гидравлическом разрыве пласта и т.д. Так в машинных залах компрессорных и насосных станций уровни шума в зависимости от типа применяемых насосов и нагнетателей могут достигать 90 - 110 дБ, при этом превышая на 5-25 дБ допустимые нормы. При гидравлическом разрыве пласта уровень шума составляет 110-115 дБ.

Многочисленными исследованиями доказано, что шум снижает работоспособность на 30 %. Так в 1992 году выявлено 146 человек с невритом слухового нерва (на 1992 год эта цифра составляла 1,35 % от общего числа работающих НГДУ «Юганскнефть»).

Основными источниками шум и вибрации в цехе – 2 являются технологические площадки дожимной насосной станции и кустовой насосной станции. Максимальному уровню воздействия этих вредных факторов подвергаются операторы ДНС, КНС, слесари-ремонтники оборудования, находящиеся большую часть времени на территории насосных блоков. Результаты замеров общего уровня шума превышает предельно допустимые значения уровня. Для уменьшения вредного воздействия этого фактора на организм человека, предлагается использовать специальные наушники, но широкого применения в силу различных причин они не нашли (результаты замеров общего уровня шума и характеристика вибрации на рабочих местах цехе - 2 приведены таблице 7.1).

Из сказанного выше ясно, что основными видами вибрации на рабочих местах в цехе - 2 являются транспортная и технологическая.

Можно сделать следующий вывод: в НГДУ в частности в цехе по добыче нефти и газа обслуживающий персонал часто подвергается вредному воздействию вибрации и шума.

Таблица 7.1.

Анализ виброакустического воздействия в цехе - 2

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Участок рабочей зоны | Характер шума | ПДУ общего уровня звука, дБ | Общий уровень звука, дБ | Характеристика вибрации |
| ДНС-3  НБ (насосный блок) | постоянный | 80 | 96 | общая |
| Операторная | Постоянный | 65 | 60 | общая |
| КНС-3  НБ | постоянный | 80 | 100 | общая |
| Операторная | Постоянный | 65 | 57 | общая |
| КНС-4  НБ | постоянный | 80 | 97 | общая |
| Операторная | Постоянный | 65 | 56 | общая |

ВШВ – 003 (виброшум);

Вибрация: ГОСТ 12.1.043-84, ПДУ – СН № 3044 – 84;

Шум: ГОСТ 12.1.050-86, ПДУ – СН № 3223-85.

### **7.1.4 Противопожарные требования и средства пожаротушения**

В соответствии с общесоюзными нормами технологического проектирования (НПБ 105-95) по взрывопожарной опасности к категории А.

У взрыво- и пожароопасных зон на открытых установках указываются классы по ПЭУ: взрывоопасные В-1г и категории ПА-Т3, ПВ-Т3, ПС-Т1.

Опасная величина тока для человека 0,05А, а смертельная 0,1А. Безопасных напряжений нет.

На промышленных предприятиях широко используют и получают в больших количествах вещества и материалы, обладающие способностью к электронизации, то есть к возникновению зарядов статического электричества. Электрические заряды часто являются причиной пожаров и взрывов. Кроме этого статическое электричество – причина нарушения технологического процесса. Снижения точности показаний приборов и автоматики. Для отвода зарядов статического электричества, используют устройство электропроводящих полов или заземленных зон. Мостов и рабочих площадок, заземление ручек дверей, поручней, лестниц, рукояток приборов, молний и аппаратов.

Защита объектов от прямых ударов молнии по классу В- 1г. Ожидаемое количество поражений в год, N > 1 не ограничивается. Категория устройства молние - защиты II. Здесь зоны защиты А и Б.

Все более широкое применение электрического тока при добыче, подготовке, транспортировке и переработке нефти и газа при бурении и ремонте скважин, и других работ, значительно увеличивает потенциальную опасность этих сложных технологических процессов.

Огнеопасные и газоопасные работы проводятся только по наряду- допуску.

Более 70% электротравм на объектах нефтяной промышленности происходит при обслуживании распределительных устройств, воздушных, кабельных линий, электропроводки, электросварочной установки.

Повышенной опасности в подвергаются машинисты передвижных агрегатов, электрослесари, механики, сварщики.

Безопасность труда при обращении с электрическим током предполагает высокое качество работ по устройству электроустановок, периодический контроль их состояний, а также высокий контроль и уровень производственной дисциплины, строгое соблюдение действующих правил устройства электроустановок, правил технической эксплуатации электроустановок.

К работе с ними допускаются только высококвалифицированный персонал, ознакомленный с правилами техники безопасности при обслуживании электроустановок. Для защиты людей от поражения электрическим током все электроустановки оборудуются элементами защиты, плавкими предохранителями, реле – выключателями, заземлением. Для предотвращения прикосновения человека к токоведущим частям применяют: изоляцию, ограждения, дистанционное управление.

Продолжает оставаться актуальной проблема защиты объектов от статического электричества. Для предотвращения накопления зарядов используется антистатическое покрытие, антистатические прокладки (из хрома). Добавки таких присадок снимают способность горючих веществ к электроизоляции. Каждый производственный объект имеет комплекс защитных устройств от грозовых зарядов. Все эти устройства предназначены для безопасности людей, сохранности зданий и сооружений, предотвращений возможных взрывов, загораний и разрушений, возникающих при воздействии молнии.

Как правило, такими устройствами служат молниеотводы. На промыслах используются два типа молниеотводов: стержневые и тросовые.

На промысле применяются следующие средства пожаротушения: огнетушители типа ОП –5 – ГОСТ (82-60). Также существуют противопожарные щиты, на которых находятся багры, ведра.

При пожаре вызываются пожарные машины из города.

### **7.1.5 Мероприятия по безопасности при выполнении ГРП**

Техника безопасности при производстве ГРП должна соответствовать следующим требованиям:

* к работам по ГРП допускаются лица, прошедшие обучение и проверку знаний по технике безопасности по проводимой работе. Перед началом работ участникам операции производится инструктаж на рабочем месте;
* общее руководство процессом ГРП осуществляет ответственный руководитель - представитель подрядчика, в соответствии с планом и регламентом принимает решения о проведении работ, не предусмотренных этим планом и несет ответственность за их выполнение;
* руководитель должен спланировать размещение оборудования таким образом, чтобы свести к минимуму возможное воздействие вредных производственных факторов от силовых установок, агрегатов, химреагентов, нефти на рабочий персонал, а так же взрыва и пожара;
* имеющиеся в наличии трубы, шланги и инструмент должны быть уложены в штабель с противораскатными стойками на рабочих мостках. Рабочая площадка должна быть освобождена от посторонних предметов;
* руководитель и его помощники оборудуются портативными средствами связи;
* опасная зона с трубопроводами и линиями высокого давления обозначаются специальными сигнальными знаками с надписями;
* работы по ГРП, включая подготовительные работы, должны проводиться рабочими в специальной одежде и касках;
* в темное время суток ГРП разрешается проводить только в случае если обеспечивается освещенность устья скважины и зоны высокого давления не менее 26 лк и шкал контрольно-измерительных приборов - 50 лк.
* все транспортные средства не задействованные в проведении ГРП должны быть удалены на безопасное расстояние - не менее 50 метров от зоны линий высокого давления;
* все оборудование должно соответствовать техническим и технологическим требованиям норм и правил, находиться в исправном, рабочем состоянии и использоваться только по назначению;
* при проведении ГРП рабочий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны;
* при работе с химреагентами персонал должен быть экипирован в спецодежду и обязан пользоваться средствами индивидуальной защиты: резиновые рукавицы, кирзовые или резиновые сапоги, очки для химической защиты слизистой оболочки глаз, респиратор либо многослойная марлевая повязка.

## **7.2 Экологичность проекта**

Природоохранные мероприятия должны соответствовать требованиям и нормативных актов, государственных стандартов по охране окружающей среды.

### **7.2.1 Источники загрязнения и виды воздействия на природную среду**

а). Основные источники загрязнения окружающей среды при ГРП:

* жидкости для проведения ГРП;
* горюче смазочные материалы (ГСМ);
* продукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания;
* хозяйственно-бытовые жидкие и твердые отходы;
* загрязненные ливневые воды.

б). Виды возможного воздействия на природную среду при ГРП:

* загрязнение жидкостями ГРП и химреагентами, используемыми в составе жидкостей для проведения ГРП, ГСМ: почвы, поверхностных водоемов, атмосферного воздуха.

в). Возможные объекты воздействия:

* почвы;
* недра;
* поверхностные водоемы;
* атмосферный воздух;
* растительный и животный мир.

### **7.2.2 Природоохранные мероприятия при проведении ГРП**

В качестве жидкостей для проведения ГРП предусмотрено использование составов на основе нефти, которые обрабатываются реагентами фирмы «CLEARWATER Inc.». По данным фирмы большинство используемых реагентов ориентировочно имеют 2-3 класс опасности. Кроме того, основа составов вещества 3 класса токсичности, что представляет потенциальную опасность для окружающей среды. В связи с этим основным природоохранным мероприятием при проведении ГРП является исключение возможности проникновения жидкости разрыва в окружающую среду, что достигается следующими мероприятиями:

- для предотвращения разлива жидкости при сборке-разборке коммуникаций под арматуру и быстросъемные соединения трубопроводов устанавливаются переносные емкости (поддоны);

- приготовление жидкостей ГРП производится по технологии, исключающей попадание её компонентов в почву;

- проводить операцию по ГРП в скважинах с негерметичной обсадной колонной и соответственно с заколонными перетоками запрещено.

## **7.3 Чрезвычайные ситуации**

Многие кустовые площадки расположены в сложных природно-климатических условиях. В нашем районе добычи нефти заболоченность и заводненность территории составляет около 70%.

Чрезвычайная ситуация – состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на объекте или 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. ЧС классифицируются в зависимости от количества людей, пострадавших в этих ситуациях, или людей, у которых оказались нарушены условия жизнедеятельности, размера материального ущерба, а также границы зон распространения поражающих факторов чрезвычайных ситуаций. Чрезвычайные ситуации подразделяются на локальные, местные, территориальные, региональные, федеральные и трансграничные.

В наших суровых природно-климатических условиях при ремонте скважин могут возникнуть следующие чрезвычайные ситуации:

Природного характера

* паводковые наводнения;
* лесные и торфяные пожары;
* ураганы;
* сильные морозы (ниже - 400);
* метели и снежные заносы.

Техногенного характера

* открытые фонтаны;
* пожары;
* взрывы;

отключение электроэнергии.

### **7.3.1 Определение вероятных параметров ударной волны при взрыве газо-воздушной среды**

По результатам статистических материалов ООО«УБНП», наиболее вероятными чрезвычайными ситуациями при проведении работ являются взрыв и пожар.

Произведем прогнозный расчет взрыва емкости бригады по ремонту скважин ООО «Усть-Балыкский нефтепромысел».

Исходные данные:

Vрез.=5м3; расстояние от центра взрыва до ближайшего здания (помещение операторов по ремонту скважин) р2=40м, здание одноэтажное, деревянное;

При аварии количества газа, Q(т) берем 20% от объема резервуара:

Vрез.=5 м3 = 4,25т; Q(т) = 0,85т; (7.1)

При взрыве паро- и газовоздушной смеси выделяют зону детонационной волны с радиусом R1,

Где происходит полное разрушение, на границе которой давление ΔРф1 составляет 900 кПа.

Радиус зоны детонационной волны R1 определяется по формуле:

R1 = 18,5 3√ Q = 18,5 3√ 0,85 = 17,5м; (7.2)

Давление во фронте ударной волны ΔРф1 на расстоянии р2 до объекта, находящегося в зоне ударной волны определяется по таблице.

р2/R1 = 2,3; ΔРф1 = 45 кПа; (7.3)

Определив давление, оказываемое взрывом на объект, по таблице, определим степень разрушения здания, как сильное, но для наземного резервуара с ГСМ степень разрушения – среднее.

Радиус смертельного поражения людей Rспл. определим по формуле:

Rспл.= 30 3√ 0,85 = 28,4 м; (7.4)

R1

R2

р2

р3

1

2

3

4

Рисунок 7.1. Взрыв газо-воздушной смеси.

1. зона детонационной волны, радиусом R1(м);
2. зона ударной волны, в которой р2 и р3 – расстояние от центра взрыва до элемента предприятия;
3. зона смертельного поражения людей, радиусом Rспл.;
4. радиус безопасного удаления (Rбу), где ΔРф = 5 (кПа);
5. Rпдвк – радиус предельно допустимой взрывобезопасной концентрации.

Расчет взрыва показал, что здание находится на достаточно опасном расстоянии от предполагаемого эпицентра взрыва и в случае возникновения чрезвычайной ситуации, люди, находящиеся в здании подвержены смертельной опасности, разрушения здания максимальны.

### **7.3.2 Определение глубины распространения сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ), при разливе их с поражающей концентрацией**

Место разлива СДЯВ

Зона заражения со смертельной концентрацией

Зона заражения поражающей концентрацией

При ремонте скважин используют различные технические жидкости для промывки скважины, жидкости глушения и ее замены, кислотные растворы для обработки призабойной зоны скважины. Для примера возьмем разлив 11 м3 «Нефраса» на территории кустовой площадки.

При расчете зон примем: метеоусловия – с постоянной температурой (изотермия), t=20°С, скорость ветра 1м/с, направление ветра на предприятие. Разлив свободный с толщиной слоя равной 0,05м.

При разливе СДЯВ образуется первичное облако пара и вторичное облака пара.

Определим эквивалентное количество вещества Qэ1 по первичному облаку по формуле:

Qэ1=К1⋅К3⋅Q0 (7.5)

где К1 – коэффициент, зависящий от условий хранения СДЯВ, равный нулю при разливе нефти и нефтепродуктов;

К3 – коэффициент, равный отношению пороговой токсодозы токсодозе другого СДЯВ, для «Нефраса» равный – 0,36;

Q0 – количество выброшенного при аварии вещества, 8,25 тонн.

Qэ1=0⋅0,36⋅8,25=0 тонн.

Определим эквивалентное количество вещества Qэ2 по вторичному облаку.

Qэ2=(1-К1)⋅К20,2⋅К3⋅[Q0/(h0.2⋅ρ0.2)] (7.6)

где К2 – коэффициент зависящий от свойств СДЯВ, равный – 0,021;

ρ - плотность СДЯВ, равная – 0,75 т/м3;

По таблицам определяем максимальное значение глубин зон заражения первичным Г1=0 и вторичным Г2=9,18 км облаком СДЯВ. Полную глубину зоны заражения Г определим по формуле:

Г=Г’+0,5Г”=9,18+0,5⋅0=9,18 км.

где Г’ – наибольшее число из Г1 и Г2;

Г” – наименьшее число из Г1 и Г2;

Но кустовые площадки имеют обваловалование по периметру и «каблучок» при въезде на куст. Поэтому в случае аварийной ситуации с разливом технических жидкостей на территории куста, площадь разлива не выйдет за пределы обвалования. Количество пострадавших в этом случае будет равно 100% находящихся вне здания людей, и 50% находящихся в здании.

### Выводы:

Подводя итог, заключаем следующее:

Состояние промысловой территории и суровые природно-климатические условия Западной Сибири предъявляют жесткие требования к соблюдению технологии производства работ и соблюдению техники безопасности их проведения, высокую надежность применяемого оборудования.

При поддержании вышеизложенного на должном уровне чрезвычайные ситуации техногенного характера практически исчезнут.

# ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По состоянию на 15.03.01 выполнен 31 гидроразрыв. Все операции выполнены силами фирмы «Шлюмберже Лоджелко Инк.» по добывающим скважинам пласта Б10.

Дополнительная добыча нефти в результате выполненных работ составила 171,956 тыс.т или 5547 т на 1 скважино-операцию. Это указывает на довольно высокую эффективность выполненных работ.

Анализ также показывает, что эффективность ГРП, выполненных в краевых зонах залежи, значительно выше, чем в ее центральной части .

Значимого влияния на эффективность гидроразрыва величины эффективной толщины пласта и динамики закачки воды не прослеживается.

При высоком базовом дебите нефти (более 40 т/сут) – эффективность самая низкая по сравнению с остальными скважинами. Это выражается большим увеличением добычи жидкости, с незначительным приростом добычи нефти (в 1,5 раза против 2,5 – 6 раз).

При попадании трещины разрыва в заводненную часть происходит резкое обводнение продукции скважин.

В настоящее время на месторождении продолжают применение ГРП, и производится набор информации по работе скважин для последующего анализа.

#### **ЛИТЕРАТУРА**

* + - 1. Гиматудинов Ш.К. Справочная книга по добыче нефти. – М., Недра, 1974г.
      2. Авторский надзор за состоянием разработки. ТОО «ТЭРМ». 1987г.
      3. Авторский надзор за состоянием разработки. ТОО «ТЭРМ».1997-1998гг.
      4. Исмагилов Т.А., Шадымухамедов С.А., Куликов А.Н., Середа И.А., Желябина С.Г. Отчет оказания производственно-технических консультационных услуг Уфимского филиала ООО «ЮганскНИПИнефть» – Уфа, 2001 г.
      5. Герасименко Ю.В. Отчет проведения работ по контролю за разработкой ООО «ЮганскНИПИнефть» – Нефтеюганск, 2000 г.
      6. Иогансен К.В. Спутник буровика. – М., Недра, 1986 г.
      7. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. – М., Недра, 1986 г.
      8. Гиматудинов Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. – М., Недра, 1983 г.
      9. Правила устройства электроустановок. М., Энергоатомиздат, 1986 г.
      10. Старикова Г.В., Столбова Н.В., Кондратьева И.Г. Методические указания к выполнению раздела «Безопасность и экологичность» в дипломных проектах специальности 090700 НГР. Тюмень, ТГНГУ, 1999 г.