**4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ**

**4.1 Технологические показатели вариантов разработки**

Как и в настоящее время, разработка залежей месторождения будет реализовываться с искусственным поддержанием пластового давления посредством законтурного и приконтурного заводнения по основным эксплуатационным объектам.

С целью обоснования КИН рассмотрены 2 варианта разработки, которые отличаются плотностью сетки скважин.

В рамках рекомендуемого к реализации 2 варианта разработки, предусматривается продолжение реализаций утвержденных проектных решений АР-2021г с корректировками на текущее состояние. Разработка месторождения предусматривает существующим фондом скважин с проведением ГТМ по ограничению водопритоков. Согласно рекомендуемому 2 варианту рентабельный период разработки продлится до 2030г включительно, к которому накопленная добыча нефти составит 1 063,1 тыс.т., КИН по месторождению в целом при этом составит 0,637 доли ед.

В таблицах 4.1.1-4.1.2 представлены прогнозные технологические показатели разработки по объектам и месторождению в целом, согласно рекомендуемому варианту 2.

**Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Годы** | **Ввод скважин из бурения, ед.** | | | **Фонд скважин с начала разработки, ед.** | **Ввод нагнетательных скважин из бездействия, ед.** | **Перевод под закачку, ед.** | **Выбытие скважин, ед.** | | | **Фонд добывающих скважин на конец года, ед.** | **Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.** | **Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут** | | **Среднегодовая приемистость одной скважины, м3/сут** |
| **всего** | **добывающих** | **нагнетательных** | **всего** | **добывающих** | **нагнетательных** | **нефти** | **жидкости** |
| 2025 | 0 | 0 | 0 | 72 | 0 | 0 | 2 | 2 | 0 | 27 | 9 | 1,6 | 44,9 | 124,0 |
| 2026 | 0 | 0 | 0 | 72 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 27 | 9 | 1,6 | 43,0 | 114,6 |
| 2027 | 0 | 0 | 0 | 72 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 27 | 9 | 1,5 | 43,0 | 114,5 |
| 2028 | 0 | 0 | 0 | 72 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 27 | 9 | 1,4 | 41,8 | 111,3 |
| 2029 | 0 | 0 | 0 | 72 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 26 | 9 | 1,4 | 40,9 | 106,6 |
| 2030 | 0 | 0 | 0 | 72 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 25 | 9 | 1,3 | 40,2 | 100,8 |

**Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Годы** | **Добыча нефти, тыс.т** | **Темп отбора от извлекаемых запасов, %** | | **Накопленная добыча нефти, тыс.т** | **Отбор извлекаемых запасов, %** | **КИН, доли ед.** | **Годовая добыча жидкости, тыс.т** | **Накопленная добыча жидкости, тыс.т** | **Обводненность продукции, %** | **Закачка рабочего агента (вода) тыс.м3** | | **Добыча газа, млн.м3** | |
| **начальных** | **текущих** | **годовая** | **накопленная** | **годовая** | **накопленная** |
| 2025 | 16,0 | 1,5 | 21,3 | 997,0 | 94,4 | 0,597 | 435,4 | 8490,8 | 96,3 | 386,9 | 6812,5 | 0,016 | 10,088 |
| 2026 | 14,6 | 1,4 | 24,7 | 1011,6 | 95,8 | 0,606 | 402,6 | 8893,5 | 96,4 | 357,7 | 7170,2 | 0,015 | 10,103 |
| 2027 | 14,1 | 1,3 | 31,8 | 1025,7 | 97,1 | 0,615 | 402,4 | 9295,9 | 96,5 | 357,3 | 7527,4 | 0,014 | 10,117 |
| 2028 | 13,3 | 1,3 | 44,0 | 1039,0 | 98,4 | 0,623 | 391,4 | 9687,2 | 96,6 | 347,2 | 7874,7 | 0,013 | 10,130 |
| 2029 | 12,5 | 1,2 | 73,5 | 1051,5 | 99,6 | 0,630 | 375,3 | 10062,5 | 96,7 | 332,8 | 8207,5 | 0,012 | 10,143 |
| 2030 | 11,6 | 1,1 | 258,1 | 1063,1 | 100,7 | 0,637 | 355,0 | 10417,5 | 96,7 | 314,7 | 8522,2 | 0,012 | 10,154 |

**Таблица 4.1.3 – Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам месторождения**

|  |  |
| --- | --- |
| **Наименование** | **Объекты** |
| **I** |
| Плотность сетки скважин на начало разбуривания, га/скв | 3,7 |
| Плотность сетки скважин на конец разбуривания, га/скв | 3,7 |
| Проектный уровень добычи нефти, тыс.т/год | 16,5 |
| Темп отбора при проектном уровне добычи (от утв. нач. извлекаемых запасов), % | 1,6 |
| Год выхода на проектный уровень | 2025 |
| Проектный уровень добычи жидкости, тыс.т/год | 385,7 |
| Проектный уровень добычи попутного газа, млн. м3/год | 0,0 |
| Проектный уровень закачки воды (раб. агентов), млн. м3/год | 343,9 |
| Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт. |  |
| в том числе: добывающих | 49 |
| нагнетательных | 12 |
| Фонд скважин для бурения, всего, шт. |  |
| в том числе: добывающих | - |
| нагнетательных | - |
| Фонд резервных скважин, шт. | - |
| Накопленная добыча за проектный период, тыс.т: |  |
| нефти | 74,3 |
| жидкости | 1746,1 |
| Накопленная добыча с начала разработки, тыс.т: |  |
| нефти | 1055,7 |
| жидкости | 9840,0 |
| Конечный коэффициент извлечения нефти, доли ед. | 0,633 |
| Средняя обводненность к концу разработки, % | 95,9 |

Согласно ст.277, п.12, пп. 3 Кодекса «О недрах и недропользовании», устанавливается выполнение следующих показателей проектных документов:

1. плотность сетки эксплуатационных скважин;
2. соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту;
3. коэффициент компенсации по залежам;
4. отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения или давлению конденсации;
5. отношение пластового давления к забойному давлению;
6. максимально допустимая величина газового фактора по скважинам;
7. объемы добычи углеводородов;
8. объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления;
9. показатели ввода эксплуатационных скважин.

При этом значения показателей, указанных в настоящем пункте, не включаются в контракт и определяются исходя из проектных документов.

В таблицах 4.1.4 представлены предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам.

**Таблица 4.1.4 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№** | **Параметры** | | **Объекты** |
| **I** |
| **1** | Плотность сетки скважин, га/скв | на начало разбуривания | 3,7 |
| на конец разбуривания | 3,7 |
| **2** | Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту | | 3:1 |
| **3** | Коэффициент компенсации отборов, % | | +/-10% от годовых показателей компенсации отбора закачкой, указанных в таблицах раздела 4.1 |
| **4** | Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения | | Рпл>Рнас; Рзаб≥Рнас |
| **5** | Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа | | ∆Р=Рпл-Рзаб, где минимальное Рзаб≥Рнас |
| **6** | Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, м3/т | | 11,2 |
| **7** | Объемы добычи углеводородов, тыс.т. | | +/-10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1 |
| **8** | Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления, тыс.м3 | | +/-10% от годовых показателей объемов закачки, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1 |
| **9** | Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед. | | В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблиц, приведенных в разделе 4.1 |