

## **ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ СТРАТЕГИИ ДОРАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИНТЕГРАЛЬНОГО ПОКАЗАТЕЛЯ $T_{\text{опт}}$**

### **Аннотация**

В статье рассматривается проблема выбора эффективной стратегии доработки нефтяного месторождения X, находящегося на поздней стадии эксплуатации (обводненность 96%, вязкость нефти 36,9 мПа·с). Проанализированы причины снижения технологической эффективности традиционных геолого-технических мероприятий (ГТМ) на существующем фонде скважин. Обосновано применение варианта разработки, включающего бурение 5 новых скважин с гидравлическим разрывом пласта (ГРП). Выбор рекомендуемого варианта выполнен на основе интегрального показателя оптимальности  $T_{\text{опт}}$ , объединяющего нормированные коэффициенты извлечения нефти (КИН) и чистый дисконтированный доход (ЧДД).

### **Ключевые слова**

Поздняя стадия разработки, высоковязкая нефть, карбонатный коллектор, гидравлический разрыв пласта (ГРП), геолого-технические мероприятия (ГТМ), коэффициент извлечения нефти (КИН), чистый дисконтированный доход (ЧДД), интегральный показатель оптимальности  $T_{\text{опт}}$ .

### **Введение**

Нефтяное месторождение X находится в эксплуатации с 1978 года и в настоящее время характеризуется высокой степенью выработки активных запасов. Основные проблемы текущего этапа – обводненность продукции (достигшая 96%), высоковязкая нефть (36,9 мПа·с) и падение дебитов скважин. За период 2004–2017 гг. на месторождении было выполнено 41 операция

солянокислотной обработки (СКО), 22 изоляционные работы и 23 виброобработки. Суммарная дополнительная добыча составила 66,2 тыс. т, однако к 2017 году потенциал традиционных ГТМ на старом фонде оказался практически исчерпан [1, 2].

В связи с этим актуальной задачей является обоснование оптимальной стратегии дальнейшей доработки, способной вовлечь в оборот остаточные запасы и повысить конечный КИН.

### **Материалы и методы исследования**

В качестве объекта исследования выбрано виртуальное месторождение X с продуктивным пластом Y (турнейские отложения), представленным карбонатными породами – известняками и доломитами. Средняя проницаемость коллектора составляет 0,529 мкм<sup>2</sup>, пористость – 0,19, начальная нефтенасыщенность – 0,84 [3].

Для выбора оптимальной стратегии доработки рассмотрены два варианта на период до 2040 года:

1. Вариант 1 – только проведение поддерживающих ГТМ (СКО, изоляция, виброобработка) на существующем фонде, без бурения новых скважин.
2. Вариант 2 – дополнительное бурение 5 новых скважин в зонах с ухудшенными коллекторскими свойствами (крылья структуры) с обязательным проведением ГРП на каждой скважине.

Сравнение вариантов выполнено согласно методике «Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки...» (Минприроды России) с использованием интегрального показателя оптимальности  $T_{\text{опт}}$  [4]:

$$T_{\text{опт}}(i) = H_{\text{кин}}(i) + H_{\text{NPV}}(i)$$

где  $H_{\text{кин}}(i) = K_{\text{кин}}(i) / \max(K_{\text{кин}}(1) \dots K_{\text{кин}}(n))$ ,  $H_{\text{NPV}}(i) = \text{NPV}(i) / \max(\text{NPV}_1 \dots \text{NPV}_n)$ ;

Экономическая оценка выполнялась при средневзвешенной цене нефти 15502 руб./т и ставке дисконтирования 15%.

## Результаты и их обсуждение

Анализ фактического периода показал, что удельная эффективность ГТМ на старом фонде неуклонно снижается. Хотя солянокислотные обработки позволяют временно увеличить дебит с 1,7 до 2,3 т/сут и снизить обводненность с 94,8% до 74,0%, эффект носит краткосрочный характер (3–6 месяцев). Изоляционные работы дают более длительный эффект (снижение обводненности с 97,6% до 69,0%), но их потенциал на истощенном фонде также ограничен [5].

Ключевым отличием варианта 2 является ввод 5 новых скважин с ГРП, что обеспечивает:

- дополнительную добычу 225,9 тыс. т (в т.ч. 40,5 тыс. т за счет ГРП);
- рост годовой добычи с 13,7 до 34,0 тыс. т;
- повышение конечного КИН с 0,451 до 0,507;
- замедление роста обводненности (97,7% против 98,9% в варианте 1).

Результаты расчета технологических и экономических показателей сведены в таблицу 1. Динамика накопленного чистого дисконтированного дохода по вариантам представлена на рисунке 1.

Таблица 1 – Сравнительные показатели вариантов доразработки месторождения X

| Показатель                                                      | Вариант 1 (инерционный) | Вариант 2 (интенсивный) |
|-----------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|
| КИН, д.ед.                                                      | 0,451                   | 0,507                   |
| Нормированный КИН<br>( $H \sim KIN \sim$ )                      | 0,889                   | 1,000                   |
| ЧДД, млн руб.                                                   | 3250                    | 3980                    |
| Нормированный ЧДД<br>( $H \sim NPV \sim$ )                      | 0,895                   | 1,000                   |
| <b>Интегральный показатель<br/><math>T \sim opt \sim</math></b> | <b>1,784</b>            | <b>2,000</b>            |

Расчет показывает, что вариант 2 имеет преимущество по  $T \sim opt \sim$  на 12,1%. Чистый дисконтированный доход по интенсивному варианту выше на 22,5% (730 млн руб.), а срок окупаемости капитальных вложений (599 млн руб.) составляет 4,2 года.

Динамика накопленного ЧДД (рисунок 1) наглядно демонстрирует, что, несмотря на единовременные инвестиции в 2023 году, вариант 2 обеспечивает устойчивый опережающий рост денежного потока, начиная с 2024 года, и к концу рентабельного периода значительно превосходит инерционный сценарий.

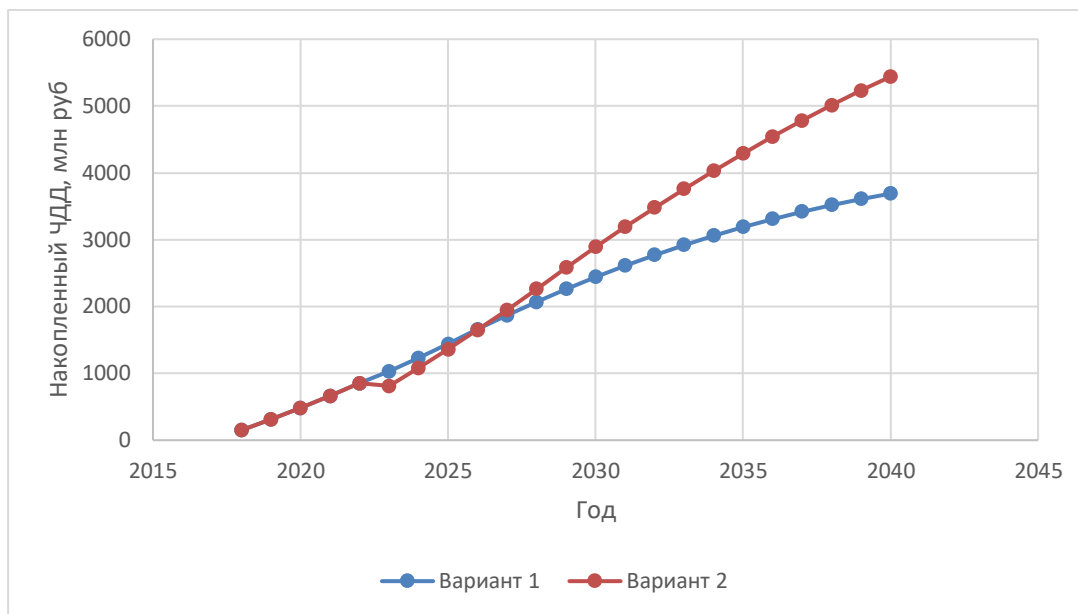


Рисунок 1 – Динамика накопленного чистого дисконтированного дохода по вариантам разработки месторождения X

Проведенный анализ чувствительности подтвердил устойчивость рекомендуемого варианта к изменению внешних факторов: даже при снижении цены нефти на 20% ЧДД остается положительным (2468 млн руб.).

Таким образом, выбор интенсивного варианта доработки месторождения X является геологически, технологически и экономически обоснованным. Бурение 5 новых скважин с ГРП в зонах с ухудшенными коллекторскими свойствами позволяет вовлечь в разработку остаточные запасы, повысить КИН на 12,4% (относительно) и получить значительный экономический эффект. Применение интегрального показателя  $T_{\text{опт}}$ , объединяющего как технологические (КИН), так и экономические (ЧДД) критерии, обеспечивает объективный выбор оптимального решения на поздней стадии разработки месторождений с высоковязкой нефтью.

### **Список использованной литературы**

1. Петров, С.И. Опыт применения ГРП на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / С.И. Петров, А.В. Кузнецов // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 5. – С. 47-51.
2. Смирнова, О.Б. Сравнительный анализ методов интенсификации притока на карбонатные коллекторы / О.Б. Смирнова, Д.А. Козлов // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 8. – С. 15-20.
3. Жданов, М.А. Нефтепромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа / М.А. Жданов. – М.: Недра, 2018. – 415 с.
4. Об утверждении Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья : распоряжение Минприроды России от 18.05.2016 № 12-р.
5. Антипин, П.Н. Применение солянокислотных обработок на турнейских отложениях / П.Н. Антипин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 11. – С. 22-26.