

ИНТЕГРИРОВАННЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ВЛИЯНИЯ ВАРИАТИВНОСТИ ПРОФИЛЯ ДОБЫЧИ НА СЕТЬ СБОРА НЕФТИ И ГАЗА

Петров А.Е.^{1,2}

Научный руководитель профессор М.В. Коровкин¹

²АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в нефтегазодобывающей промышленности широко применяется интегрированный подход (ИП) к мониторингу и планированию разработки месторождений. ИП заключается в учете взаимосвязи множества факторов, влияющих на тот или иной процесс, что в конечном счете позволяет повысить точность описания данного процесса. Существующий опыт реализации ИП при разработке месторождений ставит перед собой задачи связанные с обеспечением выполнения плана по добыче углеводородов (УВ), такие как повышение эффективности эксплуатации фонда скважин и поиск узких мест в сети сбора нефти и газа [2–4]. В данной работе рассматривается ситуация распределения пика добычи нефти месторождения X на последующие годы добычи с точки зрения положительного эффекта на экономику актива за счет оптимизации сети сбора нефти и газа на основе ИП, реализованного с применением информационной системы (ИС) «Поток» (разработка АО «ТомскНИПИнефть»).

ИС «Поток» представляет из себя инструмент для обмена данными между моделью скважин и сети сбора, построенной в среде «PIPESIM» и табличным процессором «Excel» с целью ускорения рутинных операций по гидравлическим расчетам (ГР). Данный инструмент позволяет ускорить процесс настройки и выполнения многосерийных ГР связанных с подбором оптимальных конфигураций системы скважин и трубопроводов за счет табличного представления данных. Интеграторы представляют собой программные продукты, позволяющие наладить обмен данными между различными программами-симуляторами [1]. ИС «Поток» способна на перенос в модель сети сбора в программе «PIPESIM» таких параметров разработки как уровни добычи и физико-химические свойства флюидов и газов. Таким образом, возможно применение ИС «Поток» в качестве интегратора цифровой модели месторождения с упрощенным описанием пласта и подробным описанием объектов добычи и наземной инфраструктуры. Для рассматриваемого проекта разработки месторождения отсутствовала необходимость создания модели подготовки УВ, так как сырье транспортируется на существующий объект подготовки близлежащего месторождения и стояло только условие на максимально возможный объем передачи сырья. На рисунке 1 представлена логика, реализованная с использованием ИС «Поток».



Рис. 1. Логическая основа реализованного интегрированного подхода

В ИС «Поток» загружались анализируемые профили добычи месторождения X, которые затем отправлялись в модель сети сбора в «PIPESIM». Анализировался базовый вариант согласно текущей проектной схеме разработки месторождения и распределенный вариант, обеспечивающий снижение загрузки сети сбора, подобранный при помощи ускорения рутинных ГР при помощи ИС «Поток». Распределение профиля добычи позволяет сохранить объем накопленной добычи, но при этом появляется возможность снижения затрат на создание наземной инфраструктуры за счет снижения ее максимальной пропускной способности.

На рисунке 2 приведен базовый профиль и на рисунке 3 представлен распределенный. При сравнении двух профилей можно сделать наблюдение, что прогнозная годовая добыча нефти в 2027 г. (пик добычи нефти базового профиля) снизилась с 1,411 до 1,125 млн т., прогнозная накопленная добыча нефти за анализируемый период снизилась с 7,195 до 7,191 млн т.

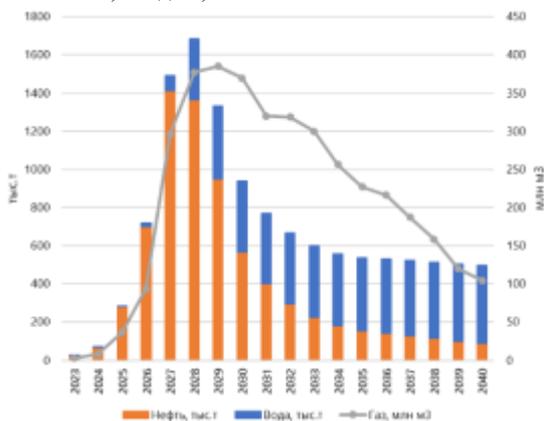


Рис. 2. Базовый профиль добычи

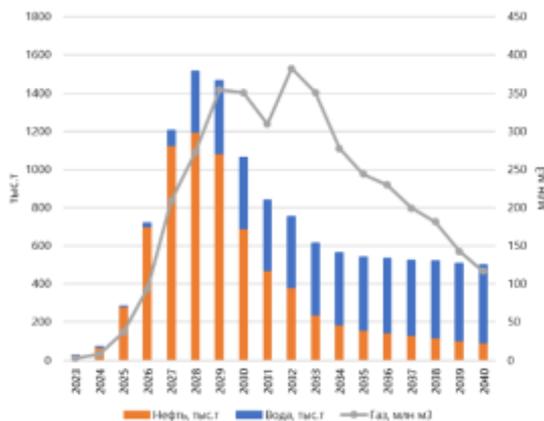


Рис. 3. Распределенный профиль добычи

СЕКЦИЯ 6. ТЕХНОЛОГИИ ОЦЕНКИ, УПРАВЛЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА, МОДЕЛИРОВАНИЕ И ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Распределение профиля добычи обеспечено изменением порядка ввода объектов добычи. Так, было предложено сдвинуть на более поздний срок ввод 4 кустовых площадок из 19. Проведенное ранжирование кустовых площадок по уровню удельной добычи на скважину позволило выявить кусты с наименьшей величиной данного показателя и стать кандидатом для сдвига на более поздний срок ввода в целях аккуратного снижения уровней годовой добычи и более точечной коррекции профиля добычи. В бизнес-плане нефтегазодобывающих компаний указана необходимость выполнения плана по добыче с минимальным отклонением. Следовательно, этим обусловлена необходимость точечной коррекции профиля добычи. В данном случае отклонение распределенного профиля от плана добычи по данному объекту в пятилетке 2025–2029 гг. утверждаемом в 2024 г. составляет 6,87 %, что в целом является приемлемым.

После загрузки данных по добыче в ИС «Поток» и затем в «PIPESIM» был определен эффект на сеть сбора в виде снижения прогнозных давлений на участках. Снижение прогнозных давлений видно из графиков, представленных на рисунке 4 для базового варианта и на рисунке 5 для распределенного. Снижение прогнозного давления составило порядка 10 бар по участкам сети сбора.

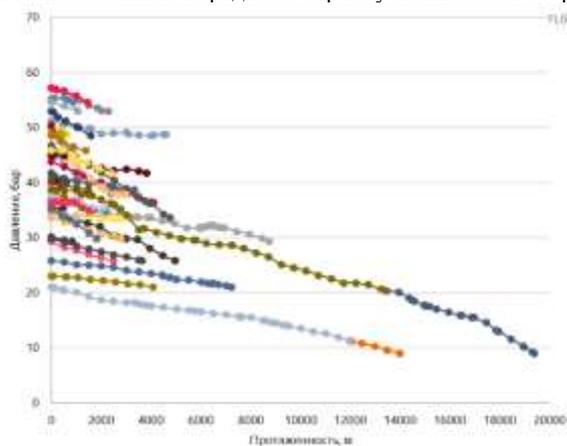


Рис. 4. Давление в участках сети сбора базового варианта в 2028 году

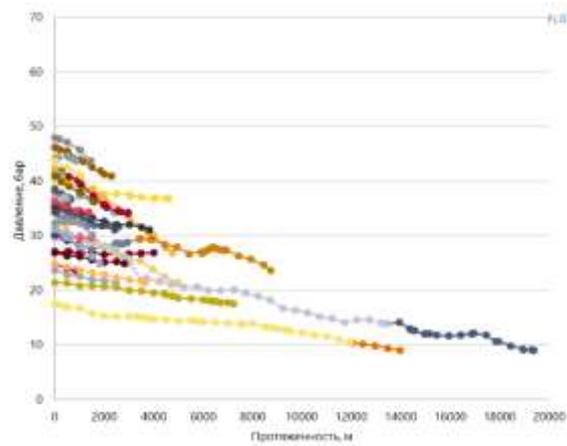


Рис. 5. Давление в участках сети сбора распределенного варианта в 2028 году

Анализ давлений проведен для 2028 года так как в этот год наблюдается максимальная нагрузка сети сбора по жидкости. Общее снижение прогнозных давлений говорит о снижении загрузки сети сбора и появлении возможности уменьшения диаметров участков сети, что в свою очередь приводит к снижению металлоемкости проекта.

Таким образом, ИС «Поток» может быть использован при реализации интегрированного подхода к анализу проектов. Примененный интегрированный подход основан на создании системы с упрощенным описанием подземной части и подробным описанием сети сбора с использованием ИС «Поток» в качестве интегратора. Проведенный анализ влияния вариативности профиля добычи на сеть сбора с применением интегрированного подхода показал, что небольшое распределение пика профиля добычи на последующие года добычи (прогнозная годовая добыча в год пика снизилась с 1,411 до 1,125 млн т), при сохранении накопленной добычи за весь период практически неизменной (снижение прогнозной накопленной добычи с 7,195 до 7,191 млн т), позволяет уменьшить давление на участках сети сбора в год пика добычи (на 10 бар). Данное уменьшение давления открывает возможность оптимизации сети сбора и снижения ее металлоемкости.

Литература

1. Варавва А. И. и др. Иерархия интегрированных моделей. Применение интегрированного моделирования различной степени сложности на всех этапах жизненного цикла газоконденсатных проектов // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7. – № 2. – С. 41-51.
2. Тихомиров Л. И. и др. Комплексный подход к управлению добычей углеводородов на базе интегрированной платформы AVIST OIL&GAS // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 12. – С. 44-48.
3. Холкина Ю. Д. и др. Оптимизация наземной инфраструктуры крупного газового промысла с помощью интегрированного моделирования // Вестник Тюменского государственного университета. Серия: Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2021. – Т. 7, № 4 (28). – 2021.
4. Филиппов Е. В. и др. Применение интегрированного моделирования в нефтегазовой отрасли // Недропользование. – 2020. – Т. 20. – № 4. – С. 386-400.