

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

**МЕТОДИКА РЕГУЛИРОВАНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ
ОБЪЕКТА РАЗРАБОТКИ**

Корнев А.И., Максимова Ю.А.

Научный руководитель профессор М.В. Коровкин

Национальный исследовательский томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Один из основополагающих параметров оценки качества добычи углеводородов как по всему месторождению, так и по отдельным его участкам – коэффициент извлечения нефти (КИН). Этот показатель рассчитывается и прогнозируется различными методами (статистические, эмпирические, экстраполяционные, гидродинамические, интегральные, методы аналогии и др.), учитывающие специфику системы разработки, геологию, а также доминирующую составляющую энергии пласта (вода, газовая шапка, нефтяной газ или нефть) [1, 2]. Последнее определяет режим работы залежи, который классифицируется на водонапорный режим, упругий режим, упруговодонапорный, газонапорный, режим растворенного газа, гравитационный. Они задаются при помощи уравнения материального баланса (УМБ), имеющий общий вид:

$$N_p \cdot [B_o + (R_p - R_s) \cdot B_g] + W_p \cdot B_w = N \cdot [(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) \cdot B_g] + m \cdot N \cdot B_{oi} \cdot \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + \frac{(1 - m) \cdot N \cdot B_{oi} \cdot (c_w \cdot s_w + c_f) \cdot \Delta P}{1 - S_{wc}} + W_e \cdot B_w \quad (1)$$

где N – нефтяные запасы, m^3 ; N_p – добыча нефти (накопленная), m^3 ; B_o – объемный коэффициент нефти, m^3/m^3 ; B_{oi} – объемный коэффициент нефти (начальный), m^3/m^3 ; B_w – объемный коэффициент воды, m^3/m^3 ; B_g – объемный коэффициент газа, m^3/m^3 ; B_{gi} – объемный коэффициент газа (начальный), m^3/m^3 ; R_p – газовый фактор (накопленный), m^3/m^3 ; R_s – газовый фактор (растворенный газ), m^3/m^3 ; R_{si} – начальный газовый фактор (растворенный газ), m^3/m^3 ; ΔP – изменение пластового давления (среднее), Па; m – отношение начального порового объема углеводородной газовой шапки к объему нефтяной залежи в уравнении материального баланса, д.ед.; c_f – сжимаемость породы, $1/Па$; c_w – сжимаемость воды, $1/Па$; W_e – приток из законтурной области (накопленный), m^3 ; S_{wc} – остаточная водонасыщенность, д.ед.; W_p – добыча воды (накопленная), m^3 [3].

Некоторые вышеуказанные режимы имеют свое подстроенное УМБ согласно их характерным условиям формирования (табл.) [3, 4]:

Таблица

Уравнения материального баланса режимов работ залежей

Режим работы залежи	Условия образования	Формула	Условные обозначения
Водонапорный режим	Гидродинамическая связь, ФЕС ↑	$N = \frac{N_p \cdot B_o - (W_e - W_p)}{B_o - B_{oi} + (c_f + c_w \cdot s_{wr}) \cdot \Delta P \cdot \frac{B_{oi}}{(1 - s_{wr})}}$	N – нефтяные запасы, m^3 ; N_p – добыча нефти (накопленная), m^3 ; B_o – объемный коэффициент нефти (начальный), m^3/m^3 ; B_{oi} – объемный коэффициент нефти (текущий), m^3/m^3 ; ΔP – изменение пластового давления (среднее), Па; c_f – сжимаемость породы, $1/Па$;
Упругий режим	Нефть расширяется	$N_p \cdot B_o = V_{oi} \cdot \Delta P \cdot \left(\frac{c_f}{S_{oi}} + \frac{c_o \cdot S_o}{S_{oi}} + \frac{c_w \cdot S_w}{S_{oi}} \right)$	c_w – сжимаемость воды, $1/Па$; c_o – сжимаемость нефти, $1/Па$; c_e – эффективная сжимаемость породы, $1/Па$; W_e – приток из законтурной области (накопленный), m^3 ;

<p>Упруговодонапорный режим</p>	<p>Вода создает давление (напор), нефть расширяется</p>	$N_p \cdot B_o = N \cdot B_{oi} \cdot \Delta P \cdot c_e + W_e - W_p \cdot B_w$	<p>S_{wr} – остаточная водонасыщенность, д. ед.; S_w – насыщенность воды, д. ед.; S_{oi} – насыщенность нефти, д. ед.; W_p – добыча воды (накопленная), м³.</p>
---------------------------------	---	---	---

Для того, чтобы регулировать и улучшать показания КИН, поддерживая этот показатель до проектных отметок, необходимо контролировать текущее состояние добычи с помощью специальных компьютерных инструментов-симуляторов, позволяющих помимо мониторинга проводить планирование геолого-технических мероприятий. Система мониторинга включает в себя геологическое и гидродинамическое моделирование, расчёт основных показателей разработки, оценка и прогноз их изменений (рис. 1) [5]:



Рис. 1. Краткая последовательная схемы мониторинга текущей системы разработки нефтяного месторождения

Универсальный метод, который можно подстроить под вышеописанную схему-блочный факторный анализ БФА рассматриваемого объекта разработки. В этом инструмент входит учет тех параметров, определяющих геолого-технические условия, блоки и размеры этих блоков, а также отвечающих запросам поставленных задач (рис. 2).

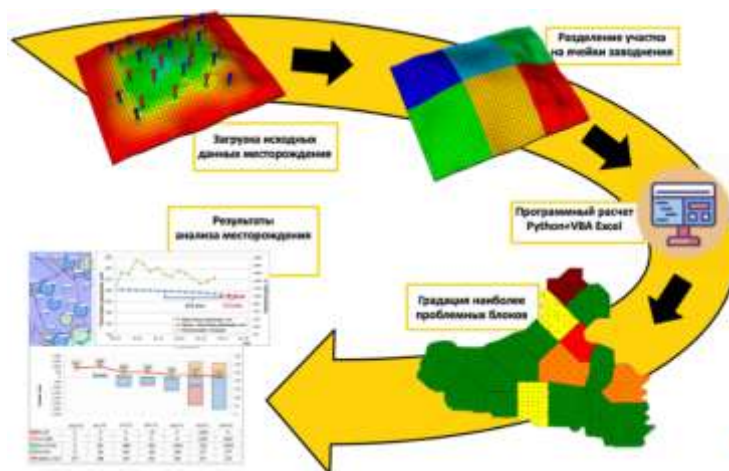


Рис. 2. Краткая схема реализации функционала БФА объекта разработки

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

БФА программируют в специальных языках программирования «Python», «C++» или своих программных продуктах. Однако наиболее частые примеры элементов БФА встречаются в «VBA Excel» в форме кода или макросов, так как для пользователя удобна как использования готовых скриптов с проверкой их корректности, так и конвертация данных в другие программные продукты (tNavigator, Petrel, РН-ГРИД и т.д.) [6, 7].

КИН регулируется комплексным методом применения систем мониторинга и анализа рассматриваемых участков, на наиболее проблематичных блоках проводят подбор и симуляцию ГТМ, которые приведут к повышению КИН к проектным показателям с минимальными затратами ресурсов как технических, так и экономических. Плюс комплекс работает как с ГТМ, влияющие на все месторождение (сетка скважин, количество добывающих и нагнетаемых скважин, разбуривания скважин), так и точно на единичные скважины-кандидаты, которые влияют и на геологию пласта, как например гидравлический разрыв пласта (ГРП). [7, 8] Последний указанный ГТМ, ГРП, применялся в комплексе с усовершенствованной версией БФА с проактивным анализом, давший положительные первые результаты расчета геометрии трещины ГРП, увеличив продуктивность скважины, то есть фактический дебит нефти вырос, а соответственно и КИН рассматриваемого блока.

Литература

1. Люгай Д. В., Минаков И. И., Буракова С. В. Результаты анализа эффективности применения методов расчета коэффициентов извлечения нефти из нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных залежей к условиям Чаяндинского месторождения // Вести газовой науки. – 2016. – № 2 (26). – С. 10-18.
2. Корнев А. И. Анализ геологического параметра режим работы залежи, перспектива его изучения и использования для разработки месторождений // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика КИ Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К.В. Радугина, Томск, 8-12 апреля 2019 г. Т. 2. – Томск, 2019. – 2019. – Т. 2. – С. 49-52.
3. Дейк Л. П. Практический инжиниринг резервуаров // Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика. – 2008.
4. Квеско Б. Б., Карпова Е.Г. Подземная гидромеханика: учебное пособие для студентов, обучающихся по специальности 130304.65 «Геология нефти и газа» и по направлению подготовки магистров 130500.68 «Нефтегазовое дело» // Федеральное агентство по образованию, Гос. Образовательное учреждение высш. проф. образования «Нац. исслед. Томский политехнический ун-т». – Томск: Изд-во Томского политехнического ун-та, 2010. – 167 с. – ISBN 978-5-98298-630-6.
5. Рублев А. Б. и др. Моделирование работы залежи с применением метода материального баланса // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 5. – С. 33-41.
6. Полякова Н. И., Максимова Ю. А., Зятиков П. Н. Комплексный подход к применению методов анализа эффективности системы заводнения нефтяных пластов // Известия ТПУ. – 2020. – № 10.
7. Корнев А. И. Моделирование гидравлического разрыва пласта с применением метода блочно-факторного анализа в процессе разработки нефтяных месторождений. – 2023.
8. Корнев А. И., Моделирование гидравлического разрыва пласта с применением метода блочно-факторного анализа в процессе разработки нефтяных месторождений: магистерская диссертация / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД); науч. рук. Ю. А. Максимова. – Томск, 2023.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УСТЬЕВОГО СТРУЙНОГО УСТРОЙСТВА ДЛЯ ЗАКАЧКИ ГАЗА В НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ

Коротков Р.Н., Овчаренко Д.М.

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день перед нефтегазовым сектором стоит ряд технологических вызовов. В соответствии с Энергетической стратегией развития Российской Федерации на период до 2035 года одним из приоритетных направлений является развитие энергосбережения и повышение энергоэффективности топливно-энергетического комплекса. Показателем решения данных задач является коэффициент полезного использования попутного нефтяного газа (ПНГ) - не менее 90 % к 2024 году [1].

Однако, ввиду ограничений пропускной способности наемной инфраструктуры, роста линейного давления и прорывов газа по скважинам, нефтегазовые компании регулярно сталкиваются с проблемой утилизации газа. Для выполнения целевых ориентиров по полезному использованию газа приходится останавливать часть добывающего фонда по причине «Ограничение по газу».

Цель работы – разработка технологии для снижения потерь, связанных потерями по причине «Ограничение по газу».

Задачи:

- 1) провести анализ существующих решений;
- 2) сформировать собственную гипотезу;
- 3) провести комплексные расчеты;
- 4) оценить экономический эффект;

Одним из решений проблемы утилизации попутного нефтяного газа является модернизация инфраструктуры. Однако, несмотря на получение дополнительной прибыли от сдачи газа, данный процесс требует значительных временных и денежных затрат.