

**ОСОБЕННОСТИ КОМПЬЮТЕРНОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА
ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАЙМЫРА****ОСОБЕННОСТИ КОМПЬЮТЕРНОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО
МОНИТОРИНГА ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОВЫХ И
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАЙМЫРА**

*Н. А. Голярчук, канд. ф.-м. н., начальник отдела геологии Службы геологии,
маркшейдерии и разработки месторождений ОАО «Норильскгазпром»,
И. В. Крохалев, главный геолог ОАО «Норильскгазпром».*

В настоящее время на Таймыре разрабатываются одно газовое и три газоконденсатных месторождения (Рис. 1). Мессояхское газовое месторождение было введено в эксплуатацию в 1970 году. Южно-Соленинское газоконденсатное в 1973-м, Северо-Соленинское в 1983-м, Пеляткинское в 2003 году. Добыча газа не связана с Единой системой газоснабжения России, является автономной и ориентирована на единственного потребителя Норильский промышленный район (НПР).

Автономную газоснабжающую систему (АГС) ОАО «Норильскгазпром» структурно можно разделить на геолого-промысловую подсистему и подсистемы добычи, транспорта, переработки и потребления газа и конденсата. Сложность работы АГС связана с влиянием потребителя на работу системы через климатометеорологический фактор территории. Изменение часового газопотребления составляет от 250-400 тыс. м³ летом до 400-620 тыс. м³ зимой. Реальная возможность построения ПХГ в регионе отсутствует.

Нами предлагается методика, позволяющая небольшому коллективу геологов с максимальной эффективностью решать задачи подсчета запасов, разработки и моделирования залежей газа и газового конденсата.

По всем входящим в систему добычи месторождениям вычисляются двумерные сеточные модели залежей. По



Рис. 1

ОСОБЕННОСТИ КОМПЬЮТЕРНОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАЙМЫРА

данным сейсморазведки вычисляются сетки поверхностей кровли коллекторов. Путем регрессионного анализа данных сейсморазведки и результатов обработки ГИС получаем качественные подробные сетки пористости, газонасыщенности и эффективных мощностей. Все данные могут отображаться на экране монитора в виде двумерных и трехмерных проекций. Изолинии карт могут интерактивно редактироваться. По измененным изолиниям могут быть рассчитаны новые сетки и построены соответствующие им новые контуры изолиний. Таким образом мы получаем качественные двумерные модели всех залежей. Эти модели могут быть уточнены в любой момент вследствие переобработки сейсмических данных и данных ГИС, появления новых данных сейсморазведки и бурения. По сеточным моделям вычисляются запасы газа и конденсата объемным методом.

В процессе эксплуатации уточняются дренируемые запасы газа по падению пластового давления. Показатели разработки по пласту или объекту выводятся в пять графических окон: накопленная добыча; удельная добыча; коэффициент газоотдачи; количество работающих скважин; пластовое давление как функция времени эксплуатации.

Во всех скважинах проводятся газодинамические исследования. Нами составлены процедуры полной обработки газодинамических исследований, по их результатам рассчитываются показатели разработки из уравнения материального баланса и уравнения притока газа к забою скважины. Те же показатели вычисляются на основе одномерного конечно-разностного уравнения нестационарной фильтрации в цилиндрических координатах с одной фиктивной скважиной:

$$\frac{1}{r} \cdot \frac{\partial p^2}{\partial r} + \frac{\partial^2 p^2}{\partial r^2} = \frac{\alpha \cdot m \cdot \mu}{k \cdot p} \cdot \frac{\partial p^2}{\partial t} \quad (1)$$

Путем подбора в уравнении (1) таких эффективных параметров пласта, как средняя мощность, радиус контура питания, средняя проницаемость, добываемся полного совпадения показателей разработки с полученными по уравнению материального баланса. Таким образом получаем довольно хорошую эффективную модель газовой залежи в начальный период разработки. Средние эффективные параметры залежи могут использоваться в качестве начального приближения при расчетах сеток пластовых давлений.

Традиционно сетки пластовых давлений по показателям разработки вычисляются путем интерполяции и экстраполяции замеренных давлений. Такой подход обладает двумя существенными недостатками. Во-первых, при этом нарушается уравнение материального баланса газа в пласте. Во вторых, не учитываются граничные условия на контуре залежи. Мы вычисляем текущие сетки пластовых давлений в следующей постановке: по заданной в некоторый начальный момент времени сетке пластовых давлений рассчитать сетку пластовых давлений в момент времени t таким образом, чтобы она совпадала со значениями пластовых

ОСОБЕННОСТИ КОМПЬЮТЕРНОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАЙМЫРА

давлений по показателям разработки в точках эксплуатационных скважин и удовлетворяла уравнению материального баланса, то есть чтобы расход газа за это время совпадал с добычей газа по показателям разработки (рис. 2).

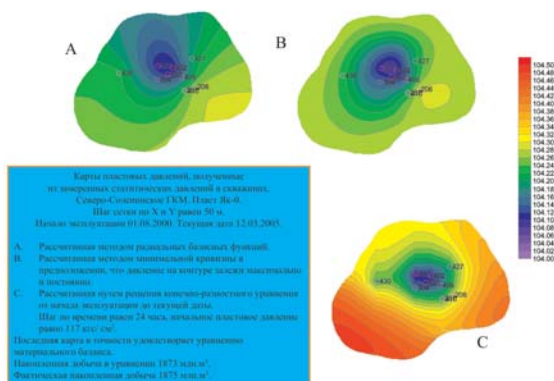


Рис. 2. Карты пластовых давлений

В начале разработки залежи пластовые давления могут быть равны постоянной величине. Изменение во времени пластовых давлений определяется дифференциальным уравнением неустановившейся фильтрации газа.

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{k(x, y, p)h(x, y)}{\mu(p)z(p)} \cdot \frac{\partial p^2}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{k(x, y, p)h(x, y)}{\mu(p)z(p)} \cdot \frac{\partial p^2}{\partial y} \right] = 2\alpha(x, y)m(x, y)h(x, y) \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{p}{z(p)} \right] + 2p_{at}q(x, y, t) \quad (2)$$

Вычисленное таким образом поле давлений в момент времени t может не совпасть с показателями разработки. Это вызвано несовершенством модели и погрешностями в замерах давлений и дебитов. Для устранения расхождений применяется уравнение установившейся фильтрации газа (без отборов)

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{k(x, y, p)h(x, y)}{\mu(p)z(p)} \cdot \frac{\partial p^2}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{k(x, y, p)h(x, y)}{\mu(p)z(p)} \cdot \frac{\partial p^2}{\partial y} \right] = 0 \quad (3)$$

Уравнение (3) решается методом простых итераций. В процессе решения этого уравнения давления в точках скважин остаются неизменными.

**ОСОБЕННОСТИ КОМПЬЮТЕРНОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА
ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАЙМЫРА**

Текущие технологические режимы получаются из прогнозных сеток пластовых давлений, полученных уравнением (2, 3) с учетом всех геолого-геофизических данных и показателей разработки. Интерактивные манипуляции дебитами и депрессиями позволяют определять оптимальное соответствие прогнозируемой и требуемой добычи газа и оптимальный режим подачи газа и конденсата в трубопроводы.

В программе предусмотрены также составление рапортов о добыче газа и конденсата, формирование отчетных карт, схем, планшетов ГИС, построение корреляционных схем и геолого-геофизических разрезов.

Программа MicroRMS неотделима от банка данных, в котором непрерывно накапливается информация: общие характеристики всех скважин; описания конструкций скважин; показатели ежемесячной и накопленной добычи газа, конденсата, воды; результаты газоконденсатных исследований, нормативы и показатели выхода конденсата; результаты химического анализа газовых и газоконденсатных смесей; данные и результаты обработки газодинамических исследований скважин; топогеодезические данные о скважинах, системах сбора и транспорта газа и конденсата, контурах горных отводов, рельефе дневной поверхности, гидрографической сети, сейсмических профилях 2-Д и планшетах сейсморазведки 3-Д; результаты лабораторных анализов керна; кривые ГИС в формате LAS; результаты обработки ГИС; ежемесячные показатели разработки; цифровые сеточные модели залежей; интервалы перфорации скважин и их параметры; поправочные таблицы для манометров по результатам тарировки; математические модели забоев скважин; сетки пластовых давлений; история эксплуатации скважин; стратиграфические и литологические разбивки по скважинам; технологические режимы работы скважин; временные и глубинные сейсмические разрезы.

Производственная эксплуатация программы MicroRMS подтвердила эффективность предлагаемой методики и позволила повысить качество эксплуатации месторождений при одновременном существенном снижении затрат на геологическое сопровождение.