

АЗƏРБАЙҶАН ССР ЕЛМЛƏР АКАДЕМИЈАСЫ
АКАДЕМИЯ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

ХƏБƏРЛƏР ИЗВЕСТИЯ

(АЈРЫЧА НҮСХƏ)
(ОТДЕЛЬНЫЙ ОТТИСК)

УДК 622.276.654/4.001.

А. Б. ЗОЛОТУХИН, Н. А. ЕРЕМИН, Л. Н. НАЗАРОВА

ПРОМЫШЛЕННАЯ ОЦЕНКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ СИСТЕМНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

В последнее время значительно возросла доля небольших по размерам и запасам залежей со сложной геологической структурой и с высоковязкой нефтью в общем объеме открытых нефтяных месторождений. Промышленная оценка прогнозной нефтеотдачи и ресурсных затрат на разработку таких залежей весьма немаловажная для задач краткосрочного и перспективного планирования развития нефтедобывающей отрасли. Кроме того, увеличение арсенала новых эффективных методов воздействия на нефтяные пласты позволяет по-новому оценить промышленные возможности как разрабатываемых, так и находящихся в консервации нефтяных залежей.

Использование устоявшихся, традиционных подходов к оценке месторождений с точки зрения их промышленной разработки трудоемко, долговременно и требует привлечения большого числа высококвалифицированных инженеров-проектировщиков. Альтернативой таким подходам является компьютерное прогнозирование, основанное на использовании систем автоматизированного проектирования (САПР) и экспертных систем (ЭС) и их сочетании [1].

Подобные системы отличаются высокой скоростью и надежностью обработки информации, а также эффективность в прогнозной оценке нефтяных залежей. Так, время, затрачиваемое на полномасштабное проектирование варианта разработки нефтяного месторождения, составляет от 3—5 мин до 1 ч. Помимо возрастающей скорости обработки информации использование САПР и ЭС позволяет получать наиболее оптимальные по целому ряду характеристик (нефтеотдача, расчетная денежная оценка и т. п.) варианты разработки. Так, использование САПР разработки нефтяных месторождений (САПР, РНМ), созданной в Институте проблем нефти и газа АН СССР и Минвуза СССР и МИНГ им. И. М. Губкина, при проектировании группы месторождений Советского Союза позволяло всегда получать лучшие проектные решения по сравнению с теми, которые были получены традиционными методами проектирования. Этот результат объясняется двумя причинами: использованием процессов локальной и глобальной оптимизации проектных решений и возможностями генерировать достаточно представленное множество «почти оптимальных» проектных решений для гарантированного выбора наилучшего варианта разработки.

В настоящее время САПР РНМ имеет следующую структуру* (рис. 1). Наиболее слабое место в системе — отсутствие разработан-

* Как развивающаяся система, САПР РНМ постоянно совершенствует свою структуру.

ной в отрасли базы данных о нефтяных месторождениях СССР. В связи с этим формирование такой базы производится вручную по имеющейся информации о том или ином конкретном месторождении. Другим

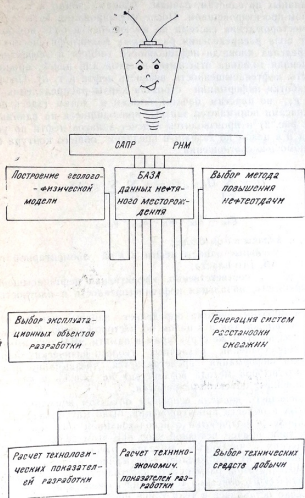


Рис. 1. Структура САПР РНМ

серьезным недостатком, снижающим общую эффективность работы системы, является отсутствие автоматизированной системы обработки и сопоставления данных ГИС, гидродинамических, сейсмических и других видов исследований пластов и скважин.

Чрезвычайно важным для промышленной оценки залежей является возможно более детальное воспроизведение ее структуры при построении геолого-физической модели месторождений. В САПР РНМ эта операция выполняется ЭВМ с помощью кусочно-линейной аппроксимации данных по пластам, пачкам, блокам, зонам и т. д., вводимых инженером-проектировщиком. После формирования базы данных нефтяного месторождения система по имеющейся в базе информации генерирует поля распределения различных геолого-физических параметров в пределах площади нефтеносности (общая и эффективная нефтенасыщенная толщина отдельных пластов или пачек, проницаемость, пористость, нефтенасыщенность, вязкость нефти и т. п.). После указанной обработки информации строятся карты распределения удельных запасов $g_{у\kappa}$ по пластам, пачкам, блокам и зонам (здесь под удельными запасами понимаются запасы, приходящиеся на единицу площади) (см. рис. 2) и производится подсчет запасов нефти по указанным объектам и в целом по залежи в пределах общего контура нефтеносности с помощью соотношений:

$$G = \sum_{i=1}^M G_{БЛ\ i}, \quad G_{БЛ\ i} = \sum_{j=1}^N \sum_{k=1}^K g_{jk} \Delta S_{jk}, \quad (1)$$

$$g_{jk} = h_{jk} \cdot m_{jk} \cdot s_{jk} \cdot \rho_{jk}, \quad (2)$$

где $G_{БЛ\ i}$ — запасы в i -ом блоке;

g_{jk} — удельные запасы нефти в k -ой элементарной площадке ΔS_{jk} j -го пласта;

h, m, s, ρ — соответственно, эффективная нефтенасыщенная толщина, пористость, начальная нефтенасыщенность и плотность пластовой нефти.

Таким образом, система определяет запасы как по отдельным структурам залежи, так и в целом по месторождению. Как уже указывалось ранее, по этим же структурам в памяти ЭВМ уже имеются данные о распространении различных геолого-физических параметров. Такого рода информация представляется чрезвычайно важной для правильного выбора метода воздействия на залежь и формирования эксплуатационных объектов разработки.

До последнего времени основным объектом внимания специалистов, занятых в области проектирования, было математическое моделирование процесса разработки с использованием того или иного метода воздействия, причем основной упор при этом делался на уточнение математических и численных моделей рассматриваемых процессов, что приводило к их усложнению (увеличение числа компонентов системы и моделируемой размерности пространства, усложнение в смысле математического описания технологий воздействия). В связи с этим незаслуженно оставались в тени такие проблемы проектирования, как выбор технологий воздействия, формирование эксплуатационных объектов разработки и целый ряд других не менее важных и сложных проблем, наиболее трудно формализуемых для их описания на языке математики. По-видимому, использование классических методов математики для решения указанных проблем сопряжено с большими сложностями и малоэффективно.

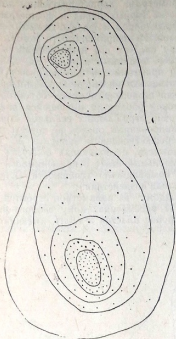


Рис. 2. Карта распределения удельных запасов площади нефтяной залежи

Альтернативным решением этой проблемы является использование экспертных систем (ЭС) и неклассических методов математики, например, методов теории нечетких множеств. В разработанной версии САПР РНМ решение задач выбора методов воздействия на пласт формирования эксплуатационных объектов (ЭО) производится с помощью ЭС, построенной на использовании методов теории нечетких множеств и подхода, изложенного в [2]. Ниже дается краткое описание построения и работы ЭС, являющейся подсистемой САПР РНМ.

Анализ и обобщение промышленного испытания и внедрения различных методов воздействия на пласт позволяет определить область наиболее эффективного их применения. По мере накопления информации границы области применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) могут изменяться. При этом существует ряд параметров, определяющих область применимости того или иного МУН.

С целью выбора критериев применимости МУН пластов был проведен анализ литературных источников. При выборе этих критериев и интервалов их изменения предпочтение отдавалось новым литературным данным [3—7]. Данные о границах применимости 18 различных методов увеличения нефтеотдачи приведены в [8]. Как следует

Следуя работе [2], по каждому из параметров строится функция принадлежности данного МУН рассматриваемому геолого-физическому объекту (ГФО) (пласту, группе пластов и т. д.), имеющая вид:

границы (применяемости МУН (сплошная линия); границы зоны рентабельного применения МУН (пунктирная линия).

$$c_i = \left[1 + \left(\frac{p - p_*}{p_{0.5} - p_*} \right)^{\beta} \right]^{-\gamma}, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (1)$$

где $p_{0.5}$ — значение параметра в точке перехода;

p_* — граничное значение параметра;

β, γ — коэффициенты;

n — количество рассматриваемых МУН.

Задаваясь значимостью или весами различных параметров можно построить функцию принадлежности рассматриваемого метода воздействия данному ГФО по следующему правилу:

$$c = \sum x_i c_i, \quad \text{где} \quad \sum x_i = 1 \quad (2)$$

Если по k -му параметру информация отсутствует, то его вес принимается равным нулю.

По указанному выше правилу строятся функции принадлежности по всем имеющимся в базе данных МУН для всех ГФО, после чего строятся карты применимости каждого МУН на данном конкретном месторождении (см. рис. 3). Одновременно определяется охват каждого ГФО и залежи в целом рассматриваемым методом воздействия как по площади, так и по запасам. На рис. 4 приведена гистограмма распределения запасов C по степени успешности применения одного из

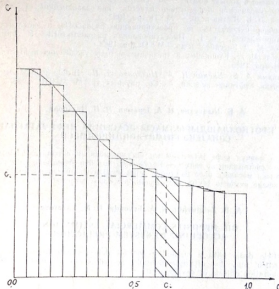


Рис. 4. Гистограмма распределения запасов C по степени успешности применения метода увеличения нефтеотдачи c на нефтяной залежи

методов воздействия на залежь. Аналогичные гистограммы строятся и по каждому ГФО в отдельности. Поскольку описанные построения основываются на близости (в каком-то смысле) свойств пластов и насыщающих их жидкостей, они же могут быть использованы и для выделения эксплуатационных объектов.

Таким образом, с помощью описанных выше процедур ЭВМ формирует целый ряд вариантов, различающихся как по методам (или совокупности методов) воздействия, так и по выделенным ЭО разработки. Последующая оценка технических и технико-экономических показателей позволяют выделить зоны рентабельного применения рассматриваемых МУН (см. рис. 3), после чего для выбранных систем расположения скважин производится окончательный расчет вариантов разработки с последующим выбором оптимального варианта.

Литература

1. Золотухин А. Б., Еремин Н. А. Основные этапы системы автоматизированного проектирования разработки нефтяных месторождений. Труды научно-технической конференции молодых ученых и специалистов, Москва, 2—4 декабря 1985 г./МИНХ и ГП им. И. М. Губкина, 1985 г. Деп. во ВНИИОЭНГ. 20.10.86. НТ 1313.
2. Заде Л. Понятие лингвистической переменной и его применение к принятию приближенных решений. — М.: Мир, 1976, с. 163.
3. Глазов В. М., Плужникова Б. И. Теплофизические и химические методы повышения нефтеотдачи пластов. — М.: ВИНТИ 1982, т. 13, с. 118—160.
4. Ибрагимов Т. З., Хисамутдинов Н. И. Справочное пособие по применению химических реагентов в добыче нефти. — М.: Недра, 1983.
5. Методы увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении/ Т. А. Бурдынь, А. Т. Горбунов, Л. В. Лютин и др. — М.: Недра, 1983.
6. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, т. 1, Проектирование разработки/Ш. К. Гиматуллин, Ю. П. Борисов, М. Д. Розенберг и др.—М.: Недра, 1983.
7. Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. — М.: Недра, 1985.
8. Золотухин А. Б., Еремин Н. А., Назарова Л. Н. Выбор рационального варианта разработки нефтяной залежи. — Сб. научных тр. М. МИНГ, 1986, вып. 199, с. 17—24.

А. Б. Золотухин, Н. А. Еремин, Л. Н. Назарова

СИСТЕМ ПРОГНОЗЛАШДЫРЫЛМАСЫ ЭСАСЫНДА НЕФТ ЖАТАГЛАРЫНЫН СЭНАЈЕЧЭ ГИМЭТЛЭНДИРИЛМЭСИ

Мағалада мөвқуд нефт жатағларының ишләнлмәсинини автоматлашдырылмыш јиһазлашдырма системинини дә сечмә системләринини анализи берилмиш, даја тәсир методунун сечилмәси масәләси һалд едилмиш, гејри-мүәјјән чохлуғлар назарјјәси методларыннан истифадә етмәклә сечмә системинини эсасында истисмәр объектләри тәшкил олуимушдур.

A. B. Zolotukhin, N. A. Eryomin, L. N. Nazarova

OIL DEPOSITS COMMERCIAL ESTIMATION ACCORDING TO SYSTEM PREDICTION

The article deals with a methodics for oil deposits estimation using a system prediction which may be distinguished both according to stimulation methods and studied exploitation objects of development.