

НЕФТЯНАЯ И ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

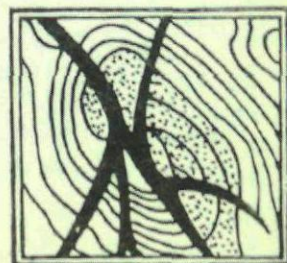
ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА И РАЗРАБОТКА

НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

5-6



МОСКВА - 1994



ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Научно-технический журнал

Издается с 1992 г.

Май-июнь 1994

№ 5-6

Выходит 12 раз в год

СОДЕРЖАНИЕ

К 115-ЛЕТИЮ ТОВАРИЩЕСТВА НЕФТЯНОГО ПРОИЗВОДСТВА БРАТЬЕВ НОБЕЛЬ

- Блох А. М. Уроки цивилизованного хозяйствования 2
Перчик А. И. История развития горного права в России 8

ПОИСКИ И РАЗВЕДКА

- Надежкин А. Д., Масагутов Р. Х., Лозин Е. В. Характеристика
сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Республики
Башкортостан 12
Мстиславская Л. П., Харахашьян Э. В. Особенности строения порового
пространства основной продуктивной толщи Оренбургского скопления
углеводородов 16
Бочкарев А. В., Цыбульская Н. И. Блоковая тектоника и
нефтегазоносность Николаевско-Городищенской ступени 21
Муслимов Р. Х., Ларочкина И. А., Сулейманов Э. И., Дияшев Р. Н.,
Ненароков С. Ю., Миронова Л. М., Свиридова Л. Н. Основные
закономерности распространения углей на нефтеносных землях
Татарстана 25

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

- Парникель В. Е. Способ определения поглощения по накопленным
спектрам сейсмических колебаний 29
Белов Р. В. Зональный прогноз верхнеюрских коллекторов в
Нюрольском бассейне Западной Сибири 31
Диева Э. В., Биллиг В. А., Саламатина Е. А. Первые практические шаги
на пути использования экспертной системы при автоматизированной
интерпретации данных ГИС 36
Воскобой В. А., Коломиец В. П. Методические особенности проведения
сейсмических исследований для решения задач сейсмостратиграфии и
ПГР в условиях Северного Устья 39
Славкин В. С., Шик Н. С., Гусейнов А. А., Давыдова Е. А.,
Редькина Т. М. Сейсмолитологические модели неокомских клиноформ
Приобско-Салымской зоны 47

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- Еремин Н. А., Пономаренко Е. М. Лингвистическое описание
параметров при выделении эксплуатационных объектов 52

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

В. Е. Лещенко (главный редактор),
С. Е. Алферов (зам. главного
редактора), А. А. Ахсенов,
В. Е. Гавура, В. М. Глазова,
С. А. Жданов, В. З. Липидус,
Н. Я. Медведев, Р. Н. Мухаметзянов,
А. А. Новиков, П. И. Постоевко,
Н. Л. Сорокина, В. С. Ульянов

Ведущие редакторы А. Я. Яценко,
Н. Е. Любимова

Компьютерный набор В. В. Васина

Компьютерная верстка Т. Д. Диатропцова

Корректор Т. М. Булычева

Лицензия на издательскую деятельность
№ 020439 от 28.02.93.

Адрес редакции: 117420 Москва,
ул. Наметкина, 14, корп. Б, ВНИИОЭНГ.
Тел. ред. 332-00-29, 332-00-35.

Подписано в печать 01.06.94. Формат
84×108¹/₁₆. Бумага офсетная. Офсетная
печать. Усл. печ. л. 5,88. Уч.-изд. л. 7,58.
Тираж 530 экз. Заказ № 128.
Цена (для подписчиков) 260 р.
ВНИИОЭНГ № 4188.

Печатно-множительная база ВНИИОЭНГ.
113162 Москва, Хавская, 11.

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ОРГАНИЗАЦИИ, УПРАВЛЕНИЯ И ЭКОНОМИКИ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

© ВНИИОЭНГ, 1994.

При перепечатке материалов ссылка на издание обязательна.

пределах перспективного участка Приразломной клиноформы. Здесь преимущественное развитие имеют отложения регрессивной пачки В (VI тип разреза), с которой связаны песчаные тела склонового типа — 5 и 6, а также "псевдопласт" — 4, залегающий в ее кровле (рис.5).

Восточно-Селяровский объект располагается в зоне развития трансгрессивной пачки С (IV тип разреза), где могут быть развиты небольшие песчаные тела кромки шельфа. Этот объект был подготовлен к глубокому бурению на основании картирования скоростных аномалий методом VELOG. Эталонные модели клиноформ свидетельствуют о недостаточности этого критерия, что и было подтверждено последующим бурением. В результате бурения скв.613 доказана нефтеносность объекта, но не горизонта АС₁₀, по которому была закартирована сейсмическая аномалия, а вышележащего горизонта АС₉, в котором развитие песчаников на этом участке не прогнозировалось. Горизонт АС₁₀ оказался сложен глинисто-алевролитовыми породами.

Авторы не претендуют на единственно возможное и исчерпывающее решение дискуссионных вопросов, а лишь хотят подчеркнуть необходимость использования эталонных моделей в качестве базовых при прогнозировании перспективных участков клиноформ в отложениях неокома по данным сейсморазведки при дефиците глубоких скважин в сопредельных с изученными объектами областях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гогоненков Г. Н., Михайлов Ю. А., Эльманович С. С. Анализ неокимской клиноформы Западной Сибири по данным сейсморазведки // Геология нефти и газа. — 1988. — № 1. — С. 22—30.
2. Наумов А. Л., Онищук Т. М., Биншток М. М. Об особенностях формирования разреза неокимских отложений Среднего Приобья // Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. — Тюмень, 1977. — С. 39—46 (Межвузовский тематический сб.; вып. 64).
3. Сейсмогеологическое изучение клиноформных отложений Среднего Приобья / О. М. Мкртчян, И. Л. Гребнева, В. П. Игошкин и др. — М.: Наука, 1990. — 108 с.

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.5 (47+50)

ЛИНГВИСТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ВЫДЕЛЕНИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ

Н. А. Еремин, Е. М. Пономаренко

(ИПНГ РАН)

Целью данной работы являются изучение и анализ факторов, влияющих на выделение эксплуатационных объектов (ВЭО), их представление в виде количественных критериев и описание последних с помощью лингвистических переменных.

Проблеме выделения эксплуатационных объектов посвятили свои работы И. Х. Абрикосов, И. Д. Амелин, К. Б. Аширов, В. В. Билибин, Н. Е. Быков, М. А. Жданов, М. М. Иванова, А. П. Крылов, Н. Е. Листенгартен, М. И. Максимов, В. Н. Щелкачев и др.

При проектировании многопластовых месторождений нефти и газа возникает задача научно обоснованного выделения пластов в эксплуатационные объекты (ЭО). Каждое месторождение уникально в своем роде и составляющие его пласты характеризуются большим числом признаков. На решение, как будут разрабатываться пласты (совместно или раздельно), оказывают влияние многочисленные факторы, различные по своей природе. Назрела необходимость системного учета этих факторов с помощью многокритериальных оценок.

При ВЭО в работе [1] учитывается четыре группы факторов: геолого-промысловые, гидро-

динамические, технические и технологические, экономические. Методика [2] предлагает учитывать пять групп факторов: геолого-промысловые, гидродинамические, технические, технологические, экономические. Краткое описание этих пяти групп дано в табл.1. Кроме того, для сравнения пластов вводятся количественные критерии, которые представляют собой отношения геолого-промысловых признаков.

Чтобы получить более полное представление о тех факторах, которые целесообразно учитывать при ВЭО, определить степень их важности, был проведен экспертный опрос. В нем приняли участие 18 чел. Это были специалисты в области геологии, разработки нефтяных и газовых месторождений, технологии добычи нефти, геофизики. Поскольку наибольшее влияние на ВЭО оказывают геолого-физические свойства пластов, то эта группа факторов и вызвала наибольшую дискуссию. Пример опроса экспертов геолого-физических признаков приведен в табл.2, где дана первоначальная формулировка. В результате дискуссий и тщательного анализа пришли к выводу, что при ВЭО необходимо учитывать пять глобальных групп факторов: геолого-физические, технологические, технические, экономические и

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 1

Краткое описание факторов, учитываемых при выделении эксплуатационных объектов [2]

Геолого-промысловые	Гидродинамические	Технические	Технологические	Экономические
1) Расчленение разреза месторождения, выделение продуктивных пластов (ПП) 2) Литологическая характеристика ПП 3) Общая, эффективная, нефтенасыщенная толщина ПП 4) Коллекторские свойства пластов по керну и материалам промысловой геофизики 5) Результаты опробования, оценка фильтрационных параметров ПП 6) Гидродинамическими методами, установление работающих толщин на различных режимах (по данным дебитометров и расходомеров) 7) Физико-химические свойства нефти, газа и воды 8) Толщина промежуточных толщ м/у ПП, толщина покровов 9) Положение ВНК и соотношение площадей в пределах внешних контуров нефтеносности 10) Запасы нефти и газа в ПП и их соотношение по разрезу месторождения 11) Установление первоначальных пластовых давлений в залежах и их соотношение по разрезу месторождения 12) Гидрогеологическая характеристика и режим залежей	1) Годовая добыча нефти по залежи каждого пласта 2) Динамика добычи нефти по каждому пласту до конца разработки 3) Продуктивность и затем годовая добыча объединяемых в один ЭО ПП 4) Динамика добычи нефти, воды в целом по месторождению 5) Динамика обводнения скважин, залежей и ЭО 6) Продолжительность отдельных стадий разработки месторождения 7) Оптимальные отборы нефти по месторождению с учетом их по залежи каждого пласта, по ЭО	1) Способ и технические возможности эксплуатации; расчет диаметра эксплуатационных колонн 2) Выбор диаметра НКТ; возможность одновременно-раздельной эксплуатации 3) Изоляция обводнившихся пластов 4) Выбор и применение приборов для контроля за состоянием разработки каждого пласта	1) Выбор сетки скважин 2) Выбор и метод поддержания пластового давления 3) Контроль и регулирование разработки ЭО 4) Возможность применения различных методов повышения конечной нефтеотдачи	1) Техничко-экономические показатели разработки по каждому варианту ВЭО и всего месторождения в целом 2) Себестоимость нефти и другие капитальные затраты, приведенные затраты, прибыль за основной период разработки и за 10 лет эксплуатации с учетом энергетических затрат 3) Сопоставление всех рассчитанных вариантов 4) Выдача рекомендаций по выбору оптимальных вариантов ВЭО с учетом минимальных удельных затрат, минимальной себестоимости при максимальном уровне добычи нефти по месторождению

Таблица 2

Результаты опроса экспертов по геолого-физическим признакам

Геолого-промысловые признаки	Условный номер эксперта													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1) Характер распространения и объемная форма коллектора	—	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2) Обстановка и условия осадкообразования	—	+	+	+	+	+	+	+	+	—	—	—	—	—
3) Литологические особенности коллекторов	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
4) Расчлененность и характер зональной неоднородности	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
5) Эффективная нефтенасыщенная толщина	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
6) Вязкость нефти, газа в пластовых условиях	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
7) Плотность нефти, газа в пластовых условиях	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
8) Химический состав нефти	—	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
9) Непрерывность изолирующей толщи по площади	—	—	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
10) Толщина изолирующей толщи	+	—	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
11) Положение ВНК	+	+	+	+	+	+	—	+	+	+	+	+	+	+
12) Размеры подстилосмой водой зоны	—	+	—	+	—	+	+	+	+	+	+	—	—	—
13) Размеры переходной зоны	—	+	—	+	+	+	+	+	+	+	—	+	+	+
14) Наличие газовой шапки	—	+	+	+	+	+	—	—	+	—	+	+	+	+
15) Тип залежи по насыщающим флюидам	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
16) Тип коллекторов	—	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
17) Наличие и ориентация тектонических нарушений	—	+	—	+	—	+	+	+	+	—	+	+	+	+
18) Режим залежи	+	+	+	+	+	+	—	+	+	+	+	+	+	+
19) Давление насыщения нефти газом	—	+	—	+	—	+	+	+	+	—	+	+	+	+
20) Газосодержание	—	+	+	+	+	+	—	+	+	—	+	—	—	—
21) Гидрогеологическая характеристика	+	+	+	+	+	+	—	+	+	—	+	+	+	+
22) Абсолютная отметка кровли	+	+	+	+	+	+	—	+	+	—	+	—	—	—
23) Коллекторские свойства пласта	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
24) Начальная температура пласта	—	—	—	+	—	+	—	+	+	+	+	+	+	+
25) Начальные пластовые давления	+	+	+	+	+	+	—	+	+	+	+	+	+	+
26) Наличие зон АВПД и АНПД	—	+	—	+	—	+	+	+	+	+	+	+	+	+

Примечание. (+) — рассматриваемый признак необходимо учитывать при ВЭО; (—) — при ВЭО рассматриваемый признак не нужно учитывать.

Структуризация глобальных групп факторов, влияющих на ВЭО

Геолого-физические	Технологические	Технические	Экономические	Экологические
1) Порода (коллектор, не-коллектор) 2) Пластовые флюиды (нефть, вода, газ)	1) Продуктивность скважин 2) Предельная депрессия 3) Обводненность продукции 4) Гидропроводность 5) Пьезопроводность 6) Приемистость нагнетательных скважин 7) Предельная репрессия на скважины	1) Содержание мехпримесей 2) Вязкость добываемой продукции 3) Содержание сероводорода 4) Газовый фактор 5) Давление насыщения 6) Скин-эффект 7) Тип и коэффициент вскрытия пласта	1) Экономические характеристики 1 т товарной нефти 2) Рентабельность пласта (с точки зрения запасов)	1) Наличие водоносных горизонтов, используемых в качестве питьевых источников 2) Величина запасов нефти, не вовлекаемых в разработку

Примечание. Структура геолого-физических параметров коллектора, влияющих на ВЭО, дана в табл. 4

Таблица 4

Структура геолого-физических параметров коллектора при ВЭО

Геометрия залежи	Геология залежи	Коллекторские свойства
Распространение и объемная форма Общая толщина Нефтенасыщенная толщина Расчлененность и характер зональной неоднородности Наличие газовой шапки Глубина залегания Средний угол падения пласта Размеры переходной зоны Размеры подстилаемой водой зоны Положение ВНК Гидрогеологическая характеристика	Тип залежи по насыщающим флюидам Режим залежи Обстановка осадкообразования Тип породы	Тип коллектора Проницаемость Пористость Насыщенность флюидами

экологические. Более развернутая классификация по группам признаков дана в табл.3 и 4.

При рассмотрении вопроса о возможном объединении в один ЭО нескольких продуктивных пластов устанавливают как качественные категории признака, так и количественный интервал, присущий каждой категории. С этой целью вводим для одной (самой многочисленной) группы признаков коэффициенты соотношений усредненных признаков, для другой группы признаков — кратность и для третьей — разницу средних значений признаков для двух сопоставляемых пластов и проводим описание их с помощью лингвистических переменных. Прежде, чем мы перейдем непосредственно к описанию параметров, коротко остановимся на том, что такое лингвистическая переменная.

Под лингвистической переменной понимается переменная, которая принимает не численные, а категориальные, качественные значения. Например, лингвистическая переменная "пористость коллектора" может характеризоваться следующими значениями: "низкопористый", "среднепористый", "высокопористый" [3] или в символическом виде:

"пористость коллектора" = {"низкопористый", "среднепористый", "высокопористый"}.

Каждому категориальному понятию соответствует "размытый" (нечеткий) интервал численных значений параметра. Так, например, под "среднепористым" коллектором понимается коллектор, у которого пористость варьирует в пределах

0,13...0,20, а под "высокопористым" — коллектор с пористостью 0,18...0,30 и выше.

Концепция лингвистических переменных наиболее соответствует по своей сути тем категориальным понятиям, которые используются в понятийной базе при экспертном подходе к ВЭО. Каждой составляющей лингвистической переменной ставится в соответствие количественный интервал изменения признака на основании обработки экспертной и статистической информации. Как указывалось выше, объект разработки — это залежь нефти и газа, которая представляет собой сложную систему. С ростом сложности пластовой системы возрастает объем количественных характеристик. Использование теории нечетких множеств (ТНМ) позволяет внести определенную упорядоченность и структурированность на множестве количественных признаков, тем самым сделать задачу ВЭО обозримой для инженеров-нефтяников. Таким образом, концепция лингвистических переменных служит своего рода развитием ТНМ при описании сложных категориальных понятий, используемых специалистами в задаче ВЭО.

В табл.5 приведен список признаков, учет которых необходим при сравнении пластов для выделения их в ЭО, описанных с помощью лингвистических переменных. Нетрудно заметить, что лингвистические переменные в табл.5 имеют три вида: "соотношение", "кратность" и "разница". Те лингвистические переменные, которые задаются как "соотношения" (например, "соотношение пористостей", "соотношение коэффициентов песчаности" и т. д.), рассматриваются в интервале [0, 1]. Лингвистические переменные в виде "кратности" имеют другой интервал изменения: [1, 10]. Рассмотрим пример.

Лингвистическая переменная "кратность проницаемостей". Имеется в виду абсолютная проницаемость. Диапазон изменения проницаемости достаточно велик: от 0,001 до 10 мкм². Считается, что "низкая" проницаемость имеет значения 0,001...0,01 мкм², "средняя" — 0,01...0,5 мкм², "высокая" — 0,5...5 мкм². Для объединяемых пластов необходимо, чтобы их проницаемости принадлежали одному классу. Для удобства разобьем диапазон изменения проницаемости коллектора на четыре группы следующим образом:

Структура признаков для ВЭО, описанных с помощью лингвистических переменных

Глобальная группа факторов	Локальный параметр	Количественная характеристика, представленная в виде лингвистической переменной	Символьный вид лингвистической переменной
Геолого-физическая	Проницаемость	"Кратность проницаемостей"	{"Очень близкая", "близкая", "далекая"}
	Пористость	"Соотношение пористостей"	{"Далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Нефтенасыщенность	"Соотношение нефтенасыщенностей"	{"Далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Толщина	"Соотношение нефтенасыщенных толщин"	{"Далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Расчлененность	"Соотношение расчлененностей пластов"	{"Далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Глубина залегания	"Разница глубин залегания"	{"Очень близкая", "близкая", "далекая"}
	Песчанистость	"Соотношение песчанистостей пластов"	{"Далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Угол падения пласта	"Соотношение углов падения пластов"	{"Далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Площадь водной зоны	"Соотношение площадей водных зон"	{"Далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Вязкость нефти	"Кратность вязкостей нефти"	{"Очень близкая", "близкая", "далекая"}
Технологическая	Содержание Са-Mg солей	"Соотношение содержаний Са-Mg солей"	{"Далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Продуктивность	"Соотношение продуктивностей скважин"	{"Далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Депрессия	"Соотношение предельных депрессий"	{"Далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Обводненность	"Соотношение обводненностей скважин"	{"Далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Гидропроводность	"Соотношение гидропроводностей"	{"Далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Пьезопроводность	"Соотношение пьезопроводностей"	{"Далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Приемистость	"Соотношение приемистостей скважин"	{"Далекое", "близкое", "очень близкое"}
Техническая	Репрессия	"Соотношение предельных репрессий"	{"Далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Вязкость продукции	"Кратность вязкостей продукции"	{"Очень близкая", "близкая", "далекая"}
	Содержание мехпримесей	"Соотношение содержаний мехпримесей"	{"Далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Содержание сероводорода	"Соотношение содержаний сероводорода"	{"Далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Газовый фактор	"Соотношение газовых факторов"	{"Далекое", "близкое", "очень близкое"}
Экономическая	Давление насыщения	"Соотношение давлений насыщений"	{"Далекое", "близкое", "очень близкое"}
	Цена 1 т товарной нефти	"Соотношение цен за 1 т нефти"	{"Далекое", "близкое", "очень близкое"}

0,001...0,01 мкм² — "очень низкая";
 0,01...0,1 мкм² — "низкая";
 0,1...1,0 мкм² — "средняя";
 1,0...10,0 мкм² — "высокая".

Заметим, что отношение максимального значения, принимаемого внутри каждого интервала, к минимальному равно 10. Следовательно, лингвистическая переменная "кратность проницаемостей" должна изменяться от 1 до 10 для того, чтобы налицо была принадлежность к одной из четырех перечисленных групп. Если при сопоставлении пластов "кратность проницаемостей" больше 10, то скорее всего эти пласты не будут объединены в один ЭО. Пусть лингвистическая переменная "кратность проницаемостей" внутри каждой группы принимает значения: "очень близкая", "близкая", "далекая" — или в символьном виде: "кратность проницаемостей" = {"очень близкая", "близкая", "далекая"}.

Рассмотрим следующий вид лингвистической переменной на примере "соотношение пористостей". Пористость изменяется от 5 до 30 % и выше. "Соотношение пористостей" принимает значения от 0 до 1 и в символьном виде записывается "соотношение пористостей" = {"очень высокое", "высокое", "низкое"}.

Третьим видом лингвистической переменной является "разница", которая вводится лишь для глубины залегания коллектора и отметок ВНК. Это единственная переменная, которая имеет единственную единицу измерения — метры. Записывается она в символьном виде следующим образом: "разница глубин" = {"очень близкая", "близкая", "далекая"}. Итак, мы рассмотрели все виды вводимых нами переменных. Следующий шаг — построение для всех переменных функций принадлежности.

Чтобы определить принадлежность какого-либо "соотношения" ("кратности", "разницы") в конкретном случае нечеткому множеству "очень близкое", "близкое" или "далекое" и т. д., необходимо задать и построить функцию принадлежности.

Нечетким множеством A множества X будем называть совокупность пар

$$A = \{ \langle \mu_A^i(x^i), x^i \rangle \},$$

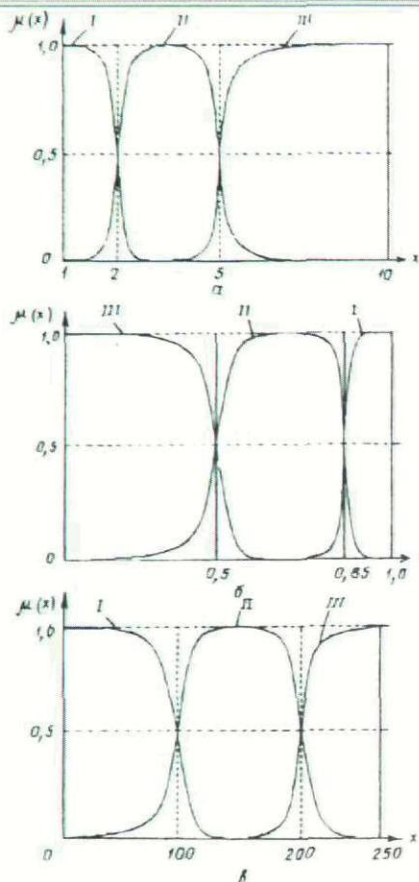
где $x^i \in X$ и $\mu_A^i(x^i) \in [0, 1]$, $i = 1, 2, \dots, n$ (n — размерность множества). Функция

$\mu_A^i(x^i) : x^i \in [0, 1]$ называется функцией принадлежности i -го параметра нечеткого множества A , а X — базовое множество. Каждый элемент $x^i \in X$ имеет свою величину $\mu_A^i(x^i)$ из $[0, 1]$. Эта величина характеризует степень принадлежности x нечеткому множеству A . Функция принадлежности записывается в следующем виде:

$$\mu_A^i(x^i) = \begin{cases} 0, & x^i \geq x_{l \min}^i \\ \frac{k_{1l}^i(x^i)}{k_{1l}^i(x^i) + v_l^i k_{2l}^i(x^i)}, & x_{l \min}^i \leq x^i \leq x_{l \max}^i \\ 1, & x_{l \max}^i \leq x^i \leq x_{r \min}^i \\ \frac{k_{1r}^i(x^i)}{k_{1r}^i(x^i) + v_r^i k_{2r}^i(x^i)}, & x_{r \min}^i \leq x^i \leq x_{r \max}^i \\ 0, & x^i \leq x_{r \max}^i \end{cases}$$

где l — левая ветвь, r — правая ветвь.

$$k_{1j}^i(x^i) = \left[\frac{x^i - x_{j \min}^i}{x_{j \max}^i - x_{j \min}^i} \right]^2, j = \{1, r\}$$



Вид функций принадлежности ("кратности проницаемостей" (а), "соотношения пористостей" (б) и "разницы глубин" (в)) к нечетким множествам: I, II, III — соответственно "очень близкое", "близкое", "далекое"

$$k_{2j}^i(x^i) = \left[\frac{x_{j \max}^i - x^i}{x_{j \max}^i - x_{j \min}^i} \right]^2$$

$$v_j^i(x^i) = \left[\frac{x_{j \max}^i - x^i}{x_{j \max}^i - x_{j \min}^i} \right]^2, i = 1, 2, \dots, n.$$

Построение функции принадлежности проведем на примере вышерассмотренных переменных. Как видно из формул, график функции принадлежности можно построить по пяти точкам: при $\mu_A(x) = 0; 0,5$ (левая ветвь); $1,0$ (точка перехода); $0,5; 0$ (правая ветвь). Для того, чтобы оценить, при каких значениях "кратность", "соотношение" или "разница" будут принадлежать к какому-либо нечеткому множеству: "очень близкое", "близкое", "далекое", мы использовали данные экспертного опроса, а также результаты статистического анализа [2] (табл.6). Значения функции принадлежности в точках, по которым строятся графики, приведены в табл.7. Вид функций принадлежности представлен на рисунке.

Выводы

1. Проведены структуризация и построение таблицы факторов, учитываемых при выделении эксплуатационных объектов.

Таблица 6

Статистические характеристики отношений усредненных геолого-промысловых признаков объединенных в эксплуатационный объект продуктивных пластов нефтяных и нефтегазовых районов страны

(фрагмент)

Признаки	Математическое ожидание	Коэффициент вариации, %
1. Общая толщина	2,03	82,75
2. Эффективная толщина	1,49	89,93
3. Пористость	0,99	100,0
4. Проницаемость	2,09	113,4
5. Расчлененность	1,146	54,2
6. Песчанистость	1,09	42,2
7. Гидропроводность	1,52	48,68
8. Толщина промежуточных толщ	60,6	75,46
9. Дебиты нефти	2,38	77,7
10. Вязкость нефти	0,78	46,15
11. Плотность нефти	0,989	3,63
12. Площади залежей	1,97	48,97
13. Запасы нефти	3,66	77,6
14. Коэффициент продуктивности	1,298	112,0
15. Начальное пластовое давление	0,998	3,0

Таблица 7

Значения функции принадлежности в характерных точках, по которым строятся графики

$\mu_A(x^i)$	0	0,5	1	0,5	0
"Кратность проницаемостей"					
"Очень близкая"			1	2	3,5
"Близкая"	1	2	3,5	5	7
"Далекая"	3,5	5	7		
"Соотношение пористостей"					
"Очень близкое"			0	0,5	0,67
"Близкое"	0	0,5	0,67	0,85	0,9
"Далекое"	0,67	0,85	0,9		
"Разница глубин"					
"Очень близкая"			0	100	150
"Близкая"	0	100	150	200	220
"Далекая"	150	200	220		

2. Разработан подход к описанию этих факторов с помощью лингвистических переменных, для которых построены функции принадлежности на основе теории нечетких множеств.

ЛИТЕРАТУРА

1. Быков Н. Е. Выделение эксплуатационных объектов в разрезах многопластовых месторождений. — М.: Недра, 1975. — 144 с.
2. Каналин В. Г., Деметьев Л. Ф. Методика и практика выделения эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях. — М., 1976. — 222 с.
3. Заде Л. А. Понятие о лингвистической переменной и его применение к принятию приближенных решений. — М.: Мир, 1976. — 165 с.