

**КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ОСНОВЕ
ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ И КЛАСТЕР АНАЛИЗА
(на примере месторождений Апшеронского архипелага)**

Багиров Багир Али ог., Карагезов Эльмир Шахин ог.,
Абдуллаева Лала Акпер кызы, Гаджиев Агарза Масуд ог.

*Азербайджанская государственная нефтяная академия,
пр. Азадлыг, 20, 370010, Баку, Азербайджан
elmir.qaragozov@gmail.com*

В статье рассмотрены проблемы классификации нефтяных залежей, что является очень важным при рациональной разработке нефтяных месторождений. Поставленная задача была решена в два этапа на примере 137 нефтяных залежей месторождений Апшеронского архипелага.

На первом этапе рассмотрена классификация нефтяных залежей по режимам на основе значений геолого-промысловых показателей. Была выявлено, что 39 эксплуатационных объектов характеризуются режимом растворенного газа, 72 - смешанным, а 26 объектов - нечетким режимом разработки. С помощью возможностей искусственных нейронных сетей было выявлено, что из 26 объектов в 15 залежах доминирующим является режим растворенного газа, а в 11 – смешанный режим.

На втором этапе посредством кластер анализа, проведенного по значениям геолого-технологическим параметрам, были выделены однотипные группы объектов. Это дало возможность для идентичных объектов полученных групп рекомендовать соответствующие мероприятия по повышению эффективности их разработки. Решение этой задачи в работе иллюстрировано на примере 83 эксплуатационных объектов, характеризующихся смешанным режимом.

Ключевые слова: нефтяная залежь, природный режим, классификация, искусственные нейронные сети, кластер-анализ

Анализ геолого-промыслового материала нефтяных месторождений Азербайджана показал, что процессы разработки происходят под влиянием многочисленных геолого-технологических параметров.

Проведенные исследования показали также, что на степень использования запасов непосредственно влияет пластовая энергия. Так, если в залежи доминирующую роль сыграл так называемый «смешанный» режим, то гидродинамическая обстановка оказывается благоприятной для вымывания нефти из пористой среды. В таких объектах после длительной разработки результаты оказываются удовлетворительными – нефтеотдача достигает 50 % и выше. А когда в пласте развивается малоэффективный режим «растворенного газа» - наоборот доля реализованных запасов не превышают 25 - 30 % [1].

Поэтому для определения влияния природного режима на степень использования запасов, как указывается в [2], в первую очередь следует провести классификацию по характеру проявлений в них пластовых энергий. Именно такая постановка вполне согласуется с условиями детального и адекватного решения вопроса влияния факторов на степень извлечения нефти из продуктивных пластов.

Указанная задача была рассмотрена на примере 11 разрабатываемых месторождений Апшеронского архипелага. По этим месторождениям выделяются 137 самостоятельных эксплуатационных объектов. Установлено, что они по значениям текущих коэффициентов нефтеотдачи подразделяются на 3 группы.

I группа – в эту группу входят 39 эксплуатационных объектов с текущими коэффициентами нефтеотдачи до 0,20. По этим объектам начальные балансовые и извлекаемые запасы составляют соответственно 190 и 55 млн. тонн. За время разработки из этих объектов было добыто лишь 22 млн. тонн нефти, что соответствует текущему коэффициенту нефтеотдачи в среднем 0,12.

II группа состоит из 26 эксплуатационных объектов, текущие коэффициенты нефтеотдачи которых варьируют в пределах 0,20 - 0,30. Начальные балансовые запасы их составляют 143, а извлекаемые запасы 45 млн. тонн. До настоящего времени из этих объектов было извлечено 37 млн. тонн нефти. Средний текущий коэффициент равен 0,26.

III группа – к этой группе относятся эксплуатационные объекты с текущими коэффициентами нефтеотдачи свыше 0,30. Количество таких залежей – 72. Балансовые запасы составляют 445 млн. тонн (извлекаемые запасы – 225 млн. тонн). Накопленная добыча – около 210 млн. тонн, средний текущий коэффициент нефтеотдачи равен 0,47.

Таким образом, на Апшеронском архипелаге выявлены две группы объектов (I и III), резко различающиеся по текущим коэффициентам нефтеотдачи. Эти группы объектов характеризуются соответственно пассивным и активным режимами разработки.

Объекты II группы, находящиеся в пределах, граничащих как с I, так и с III группой, по проявлению источников энергии характеризуются неопределенностью. Представляет значительный интерес выявление близости этих объектов к I или III группам. Так, если на объектах II группы применялись технологии разра-

ботки, свойственные морским месторождениям, а их геолого-промысловые показатели аналогичны I группе залежей, то результаты эксплуатации этих залежей можно считать удовлетворительными; или наоборот – если объекты II группы по своим геолого-промысловым показателям близки к III группе объектов, тогда имеются все основания полагать, что с соответствующими изменениями в системах разработки, по ним удастся достигнуть высоких коэффициентов нефтеотдачи (свыше 30 %).

Для решения поставленной задачи был использован метод искусственных нейронных сетей (ИНС) [3].

ИНС являясь универсальным классификатором в случае задания достаточного количества нейронов, с высокой точностью осуществляет разделение любого многомерного массива на однородные группы [5-6].

Постановка задачи сводится к следующему. Предположим, что имеются m количество непересекающихся $P_i (i=1-m)$ классов по N признакам. Требуется принятие решения о принадлежности неизвестного объекта по этим N признакам к той или иной группе.

Решение задачи с применением ИНС проводится в два этапа.

Первый этап. На основе геолого-промысловых показателей известных объектов строится многослойная сеть с N входом и P выходом [6].

Второй этап. С использованием элементов построенной сети определяется класс, к которому принадлежат объекты, пластовые режимы которых характеризуются неопределенностью. Так, при вводе вектора признаков на вход искусственной нейронной сети, выходной элемент с самым высоким уровнем активности указывает на класс объекта. Тогда задача разделения на группы (классы) эксплуатируемых объектов, выделенных на месторождениях Апшеронского архипелага, решается в следующем порядке.

На основании геолого-промысловой информации объектов I и III групп, была построена 3-х слойная сеть: первый слой - 9 нейронов (начальные данные, либо геолого-промысловые параметры), второй промежуточный слой – 6 нейронов, третий слой (выходной параметр) – 1 нейрон.

В качестве функции активности была использована гиперболическая тангенсная функция

$$Y = \frac{e^{aS} - e^{-aS}}{e^{aS} + e^{-aS}} \quad S = \sum_{i=1}^n w_0 + x_i w_i \quad i=1-n,$$

где Y – номер класса (имеет значения 1 и -1), e – натуральный логарифм, x_i – геолого-промысловый параметр, w_i – весовой коэффициент, α – коэффициент функции.

Для характеристики сети был использован алгоритм обратного распространения ошибок [5].

С целью обеспечения достоверности полученных результатов граничные значения для I и III групп были приняты соответственно +0,4 и -0,4. Нейронная сеть правильно распознала 96 % объектов I и III группы.

Вектор признаков каждого нечеткого объекта введен на вход изученной сети и установлен класс его принадлежности.

В результате деления на классы, из 26-ти разрабатываемых объектов, характеризующихся неопределенностью по режимам, 15 объектов были отнесены в I группу, а 11 объектов – в III группу объектов (табл. 1, рис. 1).

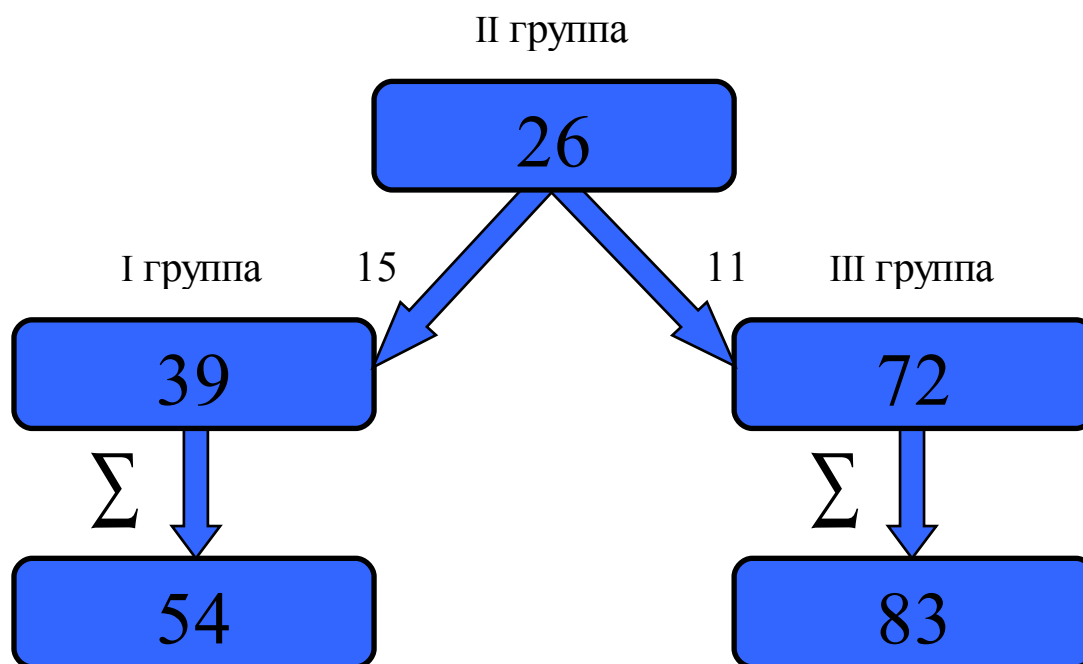


Рисунок 1. Схема принадлежности объектов II группы к соседним группам.

Таблица 1

№	Залежь (тектонический блок)	Эксплуатационный объект	Группа отнесения объекта	
			До процедуры классификации	После процедуры классификации
1	Пираллахи (Северная складка)	КС верхи	II группа	I ГРУППА
2		КС низы	II группа	
3	Банка Дарвина	КС верхи	II группа	
4		КС низы	II группа	
5		ПК	II группа	
6	Нефт Дашлары (Ia блок)	КС-1	II группа	
7		КаС-4	II группа	
8	Нефт Дашлары (II блок)	НКП	II группа	
9	Нефт Дашлары (III блок)	VII	II группа	
10		IX	II группа	
11	Нефт Дашлары (IV блок)	КС-1	II группа	
12	Нефт Дашлары (V блок)	V	II группа	
13		НКГ	II группа	
14		КС верхи	II группа	
15	Грязевая Сопка	НКП	II группа	
16	Нефт Дашлары (I блок)	КаС-1	II группа	III ГРУППА
17	Нефт Дашлары (Ia блок)	ПК -1	II группа	
18		КаС-1	II группа	
19	Нефт Дашлары (II блок)	КаС-3	II группа	
20	Нефт Дашлары (IV блок)	IX	II группа	
21		X	II группа	
22		КаС-3	II группа	
23	Нефт Дашлары (V блок)	VI	II группа	
24		VIIa	II группа	
25		КаС-1	II группа	
26		КаС-2	II группа	

Нас, естественно, интересуют, прежде всего, 11 объектов, которые по комплексу геолого-технологических признаков идентичны объектам III группы. По этим залежам достигнутые текущие коэффициенты нефтеотдачи сравнительно низкие, поэтому имеются все основания предполагать возможности увеличения по ним добычи нефти.

Не останавливаясь на всех геолого-технологических показателях этих объектов, отметим лишь, что суммарные запасы по 11-ти объектам составляют: балансовые – 18,0 млн. тонн, извлекаемые – 2 млн. тонн. Для реализации этих запасов необходимо внести существенные корректировки в проекты разработки, включая уплотнение сетки скважин, организацию или усовершенствование заводнения, активное привлечение возможностей применения методов повышения нефтеотдачи и др.

Таким образом, с помощью искусственных нейронных сетей осуществлена классификация эксплуатационных объектов. Выявлено, что 54 нефтяных залежи месторождений Апшеронского архипелага характеризуются режимом растворенного газа, а 83 – разрабатывается при смешанном режиме (рис. 2).

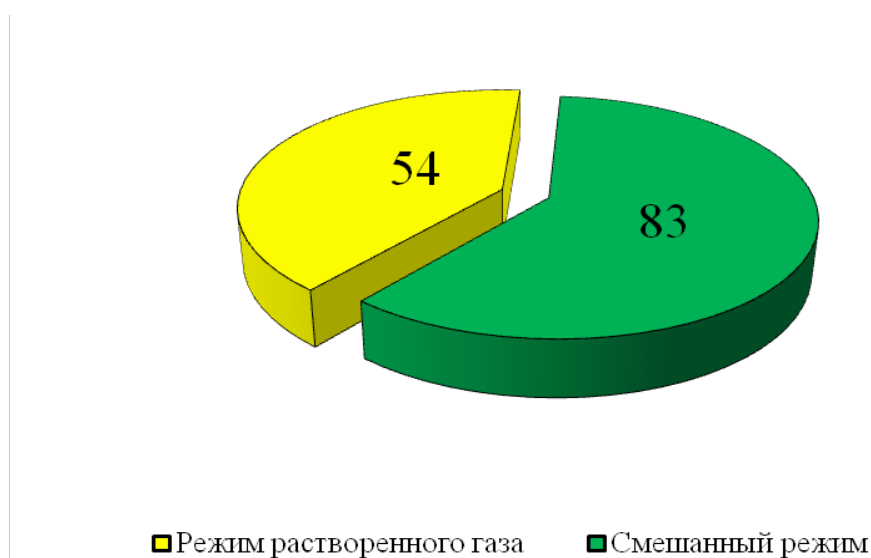


Рисунок 2. Соотношение объектов, характеризующихся режимом растворенного газа и смешанным режимом

Для использования этих результатов на практике следует провести более детальное группирование выделенных выше объектов по многомерным данным. Такая постановка хорошо согласуется с требованием детального анализа проводимых процессов разработки в однотипных группах объектов. Выявление однородных залежей нефти представляется важнейшей задачей также при определении рациональных путей доразработки. Необходимость проведения исследований по идентификации залежей в поздней стадии разработки связана с тем, что число та-

ких объектов обычно велико и составление для каждого из них проектов доработки практически неосуществимо. Поэтому разработка и рекомендация мероприятий по повышению эффективности эксплуатации объектов могут быть проведены не для каждого объекта, а для групп однотипных залежей.

Для группирования объектов был использован метод кластер анализа [2].

Использование кластер анализа целесообразно при иерархической классификации некоторого количества объектов. Метод базируется на коэффициентах сходства, из которых при промыслово-геологических исследованиях нашло свое применение стандартизированное n -мерное евклидово расстояние. Для определения меры сходства между каждой парой объектов может быть использована величина:

$$D = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n (X_{ik} - X_{jk})^2}{n}}$$

где X_{ik} – значение k -й переменной на i -м объекте;

X_{jk} – значение k -й переменной на j -м объекте.

Значение коэффициента, равное нулю, означает полное сходство; при увеличении расстояния увеличивается различие. Результаты обычно представляются в виде дендрограмм.

Ниже даются результаты кластер анализа, на примере 83 объектов разрабатываемых со смешанным режимом.

При решении вопроса в соответствии [2] были использованы значения следующих показателей: эффективная толщина объекта, пористость, проницаемость, песчанность, глинистость, карбонатность пород-коллекторов, вязкость и плотность нефти, плотность сетки скважин, темп отбора в начальный период разработки, перепад давления, обводненность продукции.

Кластер-процедура дала возможность выделить здесь 8 однородных групп (рис. 3).

Каждая выделенная группа залежей имеет достаточно четкую геолого-промысловую интерпретацию.

К примеру, рассмотрим геолого-промысловый анализ первой и последней - восьмой группы объектов.

В первую группу входят 2 объекта – ПК свиты месторождения Пираллахи-север и Пираллахи-юг. Эти объекты по геологическим показателям характеризуются низкой проницаемостью пород-коллекторов и высоковязкими нефтями. По технологическим показателям их характеризует высокая обводненность продукции и низкое значение темпа на начальном этапе разработки, что резко отличает эти объекты от других групп объектов. Текущие коэффициенты нефтеотдачи на этих объектах составляет в среднем 0,38.

В состав восьмой группы вошло 5 объектов месторождения Нефть Дашлары – ПК-1, ПК-2в, ПК-2н свиты II блока и НКП и ПК-2 свиты V блока. По геологическим показателям эти объекты характеризуются хорошими коллекторскими свойствами и отличаются низкими значениями вязкости нефти. Слабый процент обводненности и высокий темп разработки на начальном этапе характеризуют технологические показатели этих объектов. Текущий коэффициент нефтеотдачи в среднем составляет 0,58.

Другие группы объектов также имеют свои характерные особенности геолого-промысловых показателей.

Следует отметить, что во всех залежах имеются достаточные объемы остаточных запасов нефти, реализация которых связана с применением новых методов повышения нефтеотдачи пластов. Опираясь на методические подходы определения масштабов применения этих методов [2], достаточно надежно решена и эта задача, позволяющая прогнозировать эффективность каждого из методов на каждом объекте разработки.

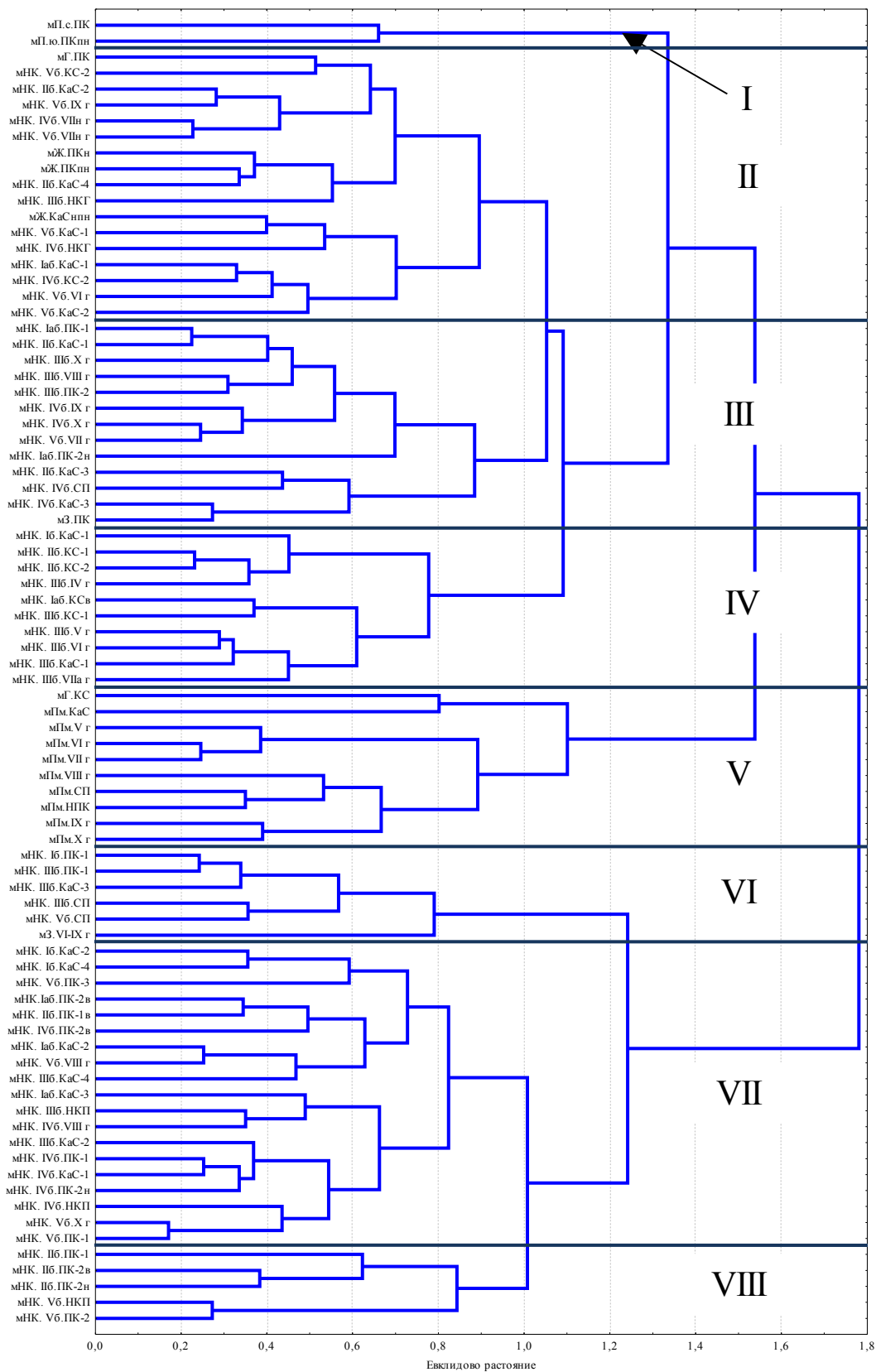


Рисунок 3. Группирование нефтяных залежей месторождений Апшеронского архипелага (разрабатываемых при смешанном режиме) по значениям геолого-технологических показателей.

Выводы

Проведен комплексный анализ по проблеме классификации разрабатываемых нефтяных залежей. Учитывая, что на результаты разработки решающее влияние оказывают природные режимы залежей, уточнен характер их проявления в объектах. Эта задача решена на основе методики искусственных нейронных сетей, что явилось первым этапом исследования.

На втором этапе – выявление в массиве объектов групп однотипных залежей осуществлен на базе кластер процедур.

Результаты классификации эксплуатируемых нефтяных залежей, могут оказаться основой для разработки рекомендаций по рациональной доразработке.

Литература

1. Абасов М.Т., Багиров Б.А., Салманов А.М., Назарова С.А. Моделирование нефтеотдачи пластов, характеризующихся различными природными режимами // Известия НАНА, сер. «Науки о земле», Баку, 2002, №3. С. 77-86.
2. Багиров Б.А. Геологические основы доразработки месторождений нефти и газа. Баку : Элм, 1986. 164 с.
3. Василев В.В., Лялин В.Е., Сенилов М.А. Сравнительный анализ методов классификации пластов-коллекторов // Нефтяное хозяйство. 2005. №3. С. 50-51.
4. Дэвис Дж. С. Статистический анализ данных в геологии / Пер.с англ. В 2-х кн./ Пер. В. А. Голубевой /Под ред. Д. А. Родионова. М.: Недра, 1990. 427 с.
5. Каллан Р. Основные концепции нейронных сетей. – М.: Вильямс, 2001. 312 с.
6. Оссовский С. Нейронные сети для обработки информации. М.: Финансы и статистика, 2002. 343 с.