

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ ЗАЛЕЖЕЙ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ НА ОСНОВЕ ДИФФЕРЕНЦИАЦИИ И ГРУППИРОВАНИЯ

**В.В. Мухаметшин**

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
450064, Уфа, ул. Космонавтов, 1, Россия*

С использованием методов распознавания образов — метода главных компонент и дискриминантного анализа проведено группирование и идентификация более 500 объектов разработки пяти нефтегазоносных областей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНГП), приуроченных к 13 крупным тектоническим элементам и 10 продуктивным горизонтам по 19 параметрам, характеризующим условия залегания, геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов, оказывающих превалирующее влияние на процесс выработки запасов нефти и используемых при проектировании разработки. Проведенное исследование позволило выделить 19 относительно однородных групп объектов, каждая из которых обладает специфическим набором геолого-физических свойств. Показано, что в пределах выделенных групп объектов степень и характер влияния параметров, отражающих геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов на выработку запасов нефти различны, что требует дифференциации и группирования объектов при решении различных задач разработки. Установлено, что особенности групп объектов в первую очередь определяются территориальным и тектонико-стратиграфическим факторами, причем группирование необходимо проводить отдельно по стратиграфическим системам. Предложены алгоритмы группирования залежей, находящихся в разработке, поиска групп объектов-аналогов для залежей, выходящих из разведки объектов, в наибольшей мере соответствующих исходным. Проведенное группирование и полученные результаты позволяют обеспечивать необходимый объем информации об объектах и повышение ее достоверности с целью эффективного управления основными активами нефтяных компаний — месторождениями нефти ЗСНГП.

*Группирование, классификация, управление активами, плотность информации*

## IMPROVING THE EFFICIENCY OF MANAGING THE DEVELOPMENT OF THE WEST SIBERIAN OIL AND GAS PROVINCE FIELDS ON THE BASIS OF DIFFERENTIATION AND GROUPING

**V.V. Mukhametshin**

Using image recognition methods (principal component method (PCM) and discriminant analysis) made it possible to group and identify more than 500 research objects developed in five oil and gas areas of the West Siberian oil and gas province (WSOGP), which are confined to 13 large tectonic structures and 10 productive horizons. The grouping was made according to 19 parameters characterizing the mode of oil and gas occurrence and the geophysical and physicochemical properties of the reservoirs and hosted fluids exerting a prevailing influence on the recovery of oil reserves and used on projecting the development of research objects. The performed study has identified 19 relatively homogeneous groups of objects, each having a specific set of geophysical properties. It is shown that the parameters reflecting the geophysical and physicochemical properties of the reservoirs and fluids within the identified groups of objects exert different effects on the recovery of oil reserves. This requires differentiation and grouping of the objects during the solution of various development problems. It has been established that the specific features of groups of objects are determined primarily by areal, tectonic, and stratigraphic factors and that grouping must be performed separately in each stratigraphic system. Algorithms are proposed for grouping the developed oil and gas fields and for searching for groups of analogous objects in fields out of exploration that are most similar to the developed ones. The performed grouping and the results obtained provide the necessary information about the research objects and increase its reliability, thus making possible to improve the efficiency of managing the oil company assets, i.e., the WSOGP oil fields.

*Grouping, classification, asset management, extent of the information*

## ВВЕДЕНИЕ

Известно, что эффективность управления любого процесса определяется наличием разносторонней объективной и достаточной информации об объекте и процессах, протекающих в нем. Последующая аналитическая работа позволяет обосновывать принимаемые решения. В случае недостатка данных для решения тех или иных задач привлекаются дополнительные сведения по иным объектам, близким по каким-либо признакам к искомому, а также информация из сопредельных областей.

Важной задачей в условиях информационной революции и асимметрии данных является, с одной стороны, обеспечение достаточности этих факторов об объекте, с другой, — должен быть проведен тщательно аргументированный ее отбор [Sun, Wan, 2002; Белонин и др., 2002; Миловидов, 2015; Конторович, Лившиц, 2017; Мухаметшин, Кулешова, 2019].

Одним из способов, лежащих в основе эффективного решения этой задачи, является группирование объектов по тем или иным признакам с использованием методов распознавания образа (метод главных компонент (МГК), кластерный анализ, факторный анализ, нейронное моделирование и др.). Группирование, как составная часть процесса идентификации, позволяет создавать упорядоченные структуры в условиях бесконечного разнообразия объектов и параметров, описывающих их. Именно группирование позволяет успешно и всесторонне проводить аналитическую работу, направленную на повышение эффективности управления процессом через: снятие неопределенностей в условиях недостаточного объема информации, возможность принятия решений в режиме реального времени, обоснование тренда достижения целей.

Особую значимость имеет процедура как дифференциации, так и группирования основных активов нефтяных компаний — месторождений нефти и газа [Economides, Nolte, 2000; Муслимов, 2014; Орлова и др., 2014; Кудряшов и др., 2015; Mukhametshin et al., 2016; Андреев и др., 2016; Мухаметшин, Андреев, 2018; Конторович и др., 2019]. Эта значимость объясняется необходимостью увеличения объема информации в условиях ограниченного, не всегда достаточного ее количества об объектах из-за незначительного объема прямых исследований, использования косвенных оценок и данных, технических и технологических сложностей получения информации и других причин.

Именно необходимость увеличения объема информации об объектах добычи нефти явилась основанием для группирования с целью повышения степени обоснованности принятия управляющих решений при проектировании, анализе и проведении мониторинга разработки месторождений для достижения требуемых значений текущей добычи нефти, выработки запасов и доходов.

Среди наиболее актуальных задач, эффективность решения которых существенно возрастает при использовании результатов группирования (идентификации) объектов, необходимо выделить следующие:

1) по объектам, находящимся длительное время в разработке:

— обеспечение снижения рисков и повышения эффективности принятия различных управляющих решений при проведении мероприятий по доработке объектов [Сергеев и др., 2017; Мухаметшин, Кулешова, 2019; Рогачев и др., 2019];

— обоснование использования прогрессивного опыта разработки объектов, не участвовавших в процедуре группирования [Allan, Qing Sun, 2003];

— рассмотрение каждого объекта группы как испытательного полигона для других объектов и учет положительного и отрицательного опыта его разработки [Андреева, Валиуллин, 2015];

2) по объектам, находящимся в стадии проведения геолого-разведочных работ, составления первых проектных документов, а также в начальных стадиях разработки в дополнение к вышеобозначенному:

— снижение степени риска [Кудряшов и др., 2015; Плынин и др., 2015] и неопределенности [Larue, Yue, 2003; Hodgkin, Harrell, 2006; Мухаметшин, 2017; Ахметов и др., 2017; Yakupov et al., 2018] при решении задач разработки объектов;

— сокращение сроков и повышение качества проведения проектных работ и ускорение ввода месторождений в активную разработку;

— изыскание и предложение вариантов перевода активов в категорию рентабельных, в том числе с учетом цен на энергоносители.

Особую значимость приобретает решение этого, всегда актуального, круга задач в условиях терригенных коллекторов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНГП), в которых сосредоточены значительные остаточные запасы жидких углеводородов в стране [Конторович и др., 2014; 2017; Мухаметшин, Кулешова, 2020].

Несмотря на то, что основным разделяющим фактором объектов на группы является тектонико-стратиграфический, тем не менее весьма значительное количество объектов при группировании не подчиняется влиянию этого фактора и попадает в иные области (см. раздел «Результаты»).

В связи с этим была поставлена цель: проведение группирования залежей ЗСНГП и создание комплекса алгоритмов, позволяющих проводить поиск объектов и групп объектов — аналогов, для залежей, находящихся на стадии составления первых проектных документов, а также обеспечивать доста-

точный объем информации и ее достоверность на объектах, находящихся в разработке с использованием методов распознавания образов и с учетом их тектонико-стратиграфической приуроченности.

## ОБЪЕКТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Было отобрано и выделено более пятисот объектов исследования, приуроченных к нижнемеловым (альбский (al), аптский (a), баремский (br), готеривский (g), валанжинский (v) ярусы и ачимовская (Ач) толща), юрским (баженовская (Ю<sub>0</sub>) толща, верхняя юра (J<sub>3</sub>), средняя юра (J<sub>2</sub>)), доюрским (кора выветривания (КВ) палеозоя) отложениям Шаимского (ШВ) и Верхнепурского (ВВ) валов; Верхнекондинского (ВП), Шеркалинского (ШП) и Ярсомовского (ЯП) прогибов; Красноленинского (КС), Сургутского (СУС), Нижневартовского (НС) и Северного (СЕС) сводов; Северо-Вартовской (СВМ), Северо-Сургутской (ССМ) и Надымской (НМ) моноклиналей; Большехетской (БВ) впадины Приуральской (ПНГО), Фроловской (ФНГО), Среднеобской (СНГО), Надым-Пурской (НПНГО) и Пур-Газовской (ПТНГО) нефтегазоносных областей.

Требования при выборе объектов исследования включали в себя длительность его разработки, степень разбуренности и наличие достаточного объема геолого-промысловой информации.

Под объектом исследования при этом понимался один или несколько продуктивных пластов месторождения, выделенные исходя из геолого-технических и экономических соображений для разбуривания и эксплуатации единой системой скважин. Объектами исследования являлись как отдельные участки залежи, оконтуренные рядами нагнетательных скважин, отдельные купола, поднятия, так и продуктивные пласты месторождений в целом. В ряде случаев рассматривались как отдельные пласты, так и их совокупность, ввиду того, что в условиях отдельных участков ведется совместная эксплуатация нескольких продуктивных пачек, в то время как на других — вскрыта какая-либо одна пачка продуктивных пород.

Наряду с этим были использованы объекты, которые находились в разработке непродолжительное время, разбурены недостаточно плотно системой добывающих скважин и эксплуатируются единичными скважинами, но геологическое строение их изучено достаточно полно на основании данных, полученных из скважин, пробуренных на другие продуктивные горизонты.

## МЕТОДЫ

Группирование объектов проводилось с использованием методов главных компонент (МГК), дискриминантного анализа (ДА).

В качестве независимых переменных были отобраны параметры, характеризующие условия залегания, геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов, оказывающие, как показывает опыт разработки залежей ЗСНГП, преобладающее влияние на характер и степень выработки запасов нефти продуктивных пластов, а также используемые при проектировании разработки данных объектов. Причем важным требованием отбора являлось наличие параметров у всех недропользователей и возможность определения их с достаточной точностью на стадии составления первых проектных документов.

Среди них: глубина залегания ( $H_{\text{зал}}$ , м); начальные пластовые давление ( $P_{\text{пл}}$ , МПа) и температура ( $T_{\text{пл}}$ , °С); общая ( $H_{\text{общ}}$ , м) и эффективная нефтенасыщенная ( $H_s$ , м) толщины пласта; коэффициенты пористости, определенные по данным геофизических исследований ( $m_r$ , д. ед.), нефтенасыщенности ( $K_n$ , д. ед.), проницаемости ( $K_{\text{прон}}$ ,  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>), песчанности ( $K_p$ , д. ед.), расчлененности ( $K_p$ ); плотность ( $\rho_n$ , кг/м<sup>3</sup>), вязкость ( $\mu_n$ , мПа·с), относительная вязкость ( $\mu_o$ ) пластовой нефти, объемный коэффициент ( $\beta$ , д. ед.), газосодержание ( $G$ , м<sup>3</sup>/т), давление насыщения ( $P_{\text{нас}}$ , МПа) нефти, содержание сероводорода (S, %) и парафина (P, %) в нефти, вязкость пластовой воды ( $\mu_w$ , мПа·с).

## РЕЗУЛЬТАТЫ

Использование метода главных компонент на первом этапе и анализ результатов, полученных по всем выбранным объектам и параметрам, показал, что из 19 главных компонент на первые четыре ( $Z_1$ — $Z_4$ ) приходится 63.5 % общей дисперсии параметров, что позволяет сократить многомерное пространство до четырехмерного и даже до 2-мерного, поскольку на первые две компоненты, имеющие следующий вид:

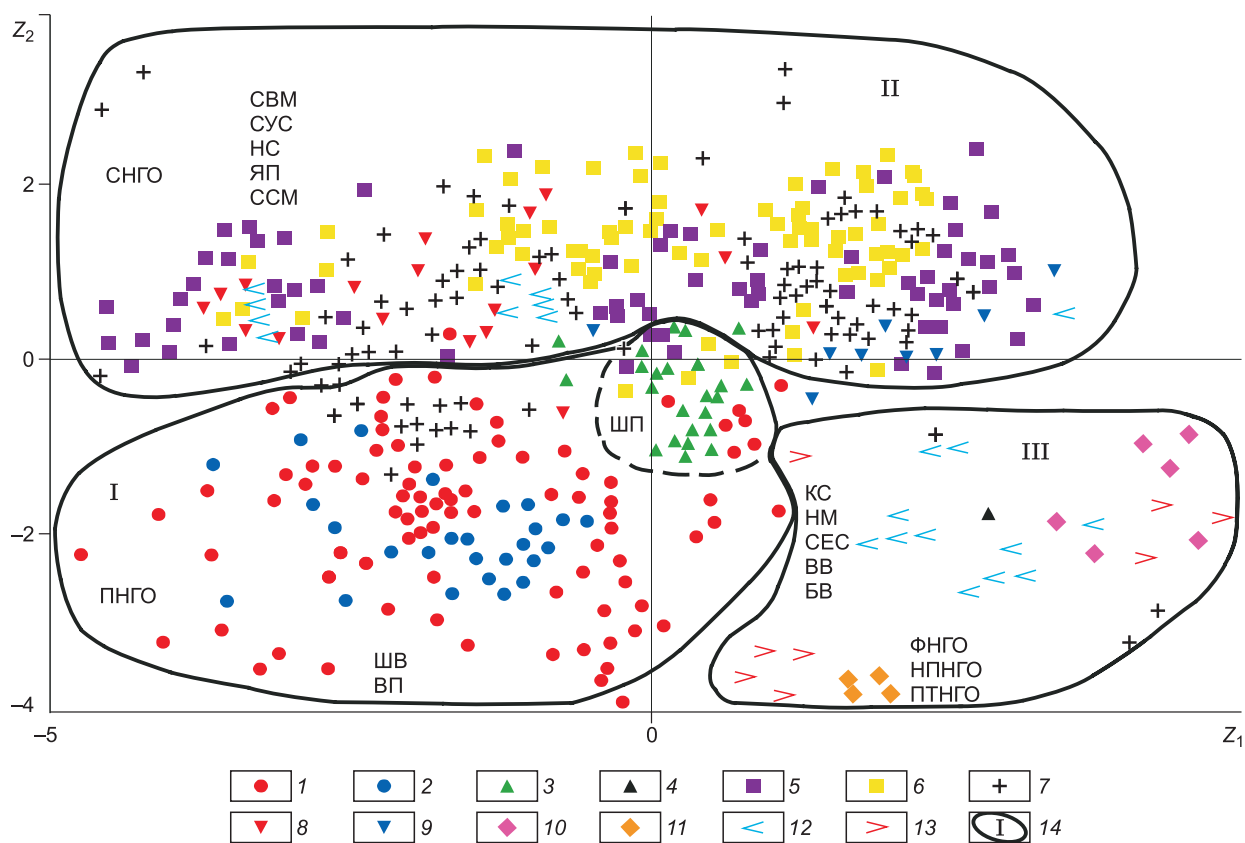
$$Z_1 = 0.14H_{\text{зал}} + 0.02H_{\text{общ}} + 0.03H_s - 0.13m_r - 0.02K_n - 0.10K_{\text{прон}} - 0.01K_p + 0.03K_p + 0.12 T_{\text{пл}} + \\ + 0.14P_{\text{пл}} - 0.13\mu_n - 0.09\rho_n + 0.11\beta - 0.02S - 0.08P + 0.13P_{\text{нас}} + 0.13G - 0.08 \mu_w - 0.11\mu_o;$$

$$Z_2 = 0.18H_{\text{зал}} - 0.01H_{\text{общ}} - 0.07H_s - 0.06m_r - 0.17K_n - 0.06K_{\text{прон}} - 0.02K_p + 0.06K_p + 0.11 T_{\text{пл}} + \\ + 0.17P_{\text{пл}} + 0.06\mu_n + 0.17\rho_n - 0.23\beta + 0.26S - 0.18P - 0.11P_{\text{нас}} - 0.19G - 0.08\mu_w + 0.09\mu_o,$$

приходится около 50 % общей дисперсии, что вполне достаточно с учетом погрешностей определения исходных параметров.

Каждая из первых четырех главных компонент носит содержательный характер. Первая — описывает условия залегания и вязкостные свойства пластовых флюидов, поскольку основной вклад в нее вносят: глубина залегания, начальные пластовые давление и температура (30 %); вязкость и относительная вязкость нефти, вязкость пластовой воды, давление насыщения нефти газом и газосодержание пластовой нефти (39 %). Вторая — отражает состав пластовой нефти, включая в себя: плотность пластовой нефти, объемный коэффициент, содержание в нефти серы и парафина (50 %). Третья — в наибольшей мере отражает толщинные свойства нефтегазоводонасыщенных пород-коллекторов, так как около 40 % вклада в нее вносят общая толщина пласта и коэффициент песчаности. Четвертая — характеризует неоднородность нефтенасыщенного объема залежей. Около 56 % общей дисперсии параметров в компоненте обеспечивают эффективная нефтенасыщенная толщина и коэффициент расчлененности. Параметры, отражающие емкостно-фильтрационные свойства пластов, равномерно распределяются по первым трем компонентам. Так, вклад коэффициентов пористости в первую компоненту составляет 9 %, нефтенасыщенности во вторую — 8 %, проницаемости в третью — 7 %. Единая емкостно-фильтрационная компонента отсутствует, что необходимо иметь в виду при проведении дальнейшего анализа. Наименьший вклад в компоненты  $Z_1$  и  $Z_2$  вносят коэффициенты песчаности и расчлененности, а также общая и эффективная нефтенасыщенная толщины, формирующие основу третьей и четвертой главных компонент.

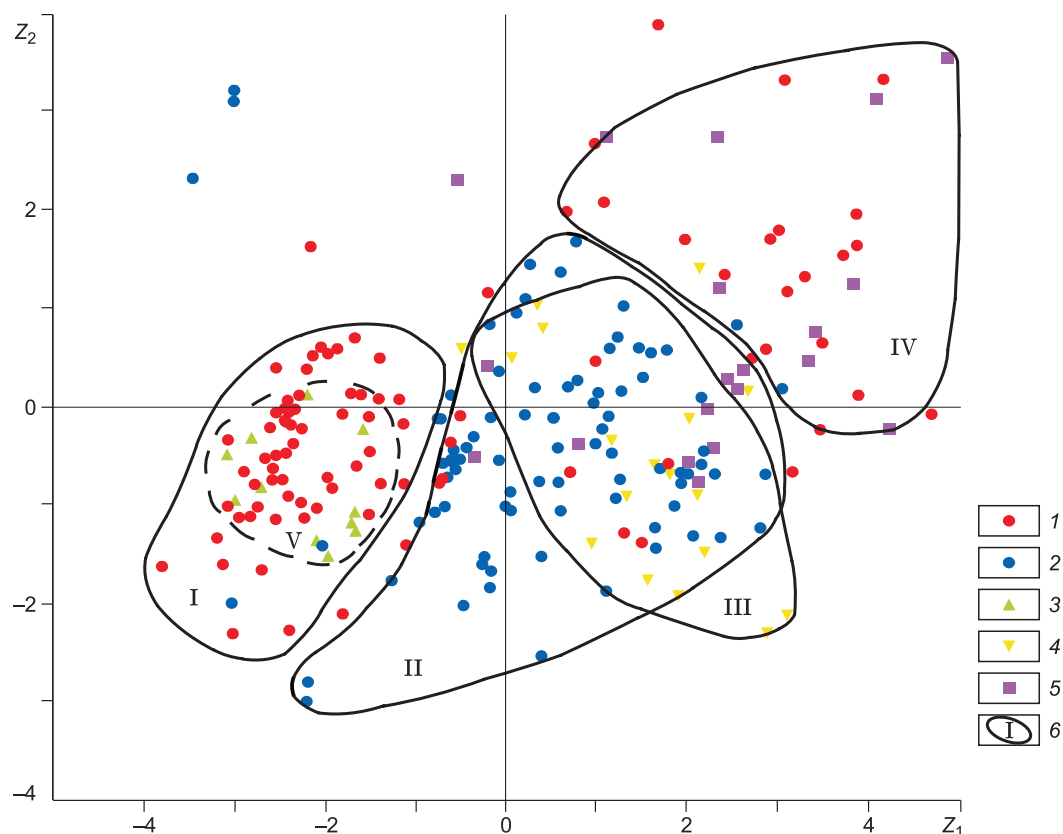
Анализ распределения объектов исследования в осях первых двух главных компонент показал, что тектонический и территориальный факторы во многом объясняют особенности геологического строения месторождений, степень их сходства и различия. Так, на рисунке 1 видно, что подавляющее их количество группируется в зависимости от приуроченности к тектонико-территориальным элементам. Например, в зоне I сосредоточены в основном залежи Приуральской нефтегазоносной области, приуро-



**Рис. 1.** Распределение объектов исследования в осях главных компонент  $Z_1$ — $Z_2$ .

Тектоническая приуроченность объектов: 1 — ШВ, 2 — ВП, 3 — ШП, 4 — КС, 5 — СВМ, 6 — СУС, 7 — НС, 8 — ЯП, 9 — ССМ, 10 — НМ, 11 — СЕС, 12 — ВВ, 13 — БВ; 14 — зона основного сосредоточения объектов.

Территориальная приуроченность объектов: ПНГО — 1—3, ФНГО — 4; СНГО — 5—9, НПНГО — 10—12, ПТНГО — 13. Пояснения см. в тексте.



**Рис. 2. Распределение объектов исследования в осях главных компонент  $Z_1$ — $Z_2$ .**

Стратиграфическая приуроченность объектов: 1 —  $J_3$ , 2 —  $J_2$ , 3 —  $Ю_0$ , 4 — KB, 5 — J + KB; 6 — зона основного сосредоточения объектов. Пояснения см. в тексте.

ченные к Шаимскому валу, Верхнекондинскому и Шеркалинскому прогибам, причем залежи нефти последнего элемента выделяются в обособленную группу.

С другой стороны, видно, что отдельные объекты располагаются в сопредельных зонах. Так, в зоне II, где сосредоточены в основном месторождения Среднеобской НГО, присутствуют залежи, входящие в состав Приуральской и Пур-Тазовской НГО. Кроме того, видно, что в пределах выделенных зон отсутствует дифференциация по конкретным нефтегазоносным областям и тектоническим элементам. Причиной этого является влияние фактора стратиграфической приуроченности, который также во многом определяет положение групп и на плоскости главных компонент, и в многомерном пространстве (при использовании более двух). Представленное на рис. 2 распределение залежей юрского возраста и коры выветривания палеозоя подтверждает этот факт. Видно, что объекты верхней юры (зона I) явно выделяются, однако часть их, имеющая значительные толщины, группируется с объектами, включающими в себя пласты  $J_3$ ,  $J_2$ , KB (зона IV). В то же время необходимо отметить наличие особенностей залежей баженовской толщи, которая стратиграфически входит в состав верхней юры, на плоскости в зоне I занимает вполне определенную область (V), что требует рассмотрения этой группы объектов с учетом особенностей их геологического строения. Месторождения средней юры и коры выветривания близки друг другу по рассматриваемым параметрам и на плоскости  $Z_1$ — $Z_2$  занимают приблизительно одну зону (соответственно II и III). Однако диапазон параметров залежей  $J_2$  намного шире, и в отдельных случаях выходят далеко за пределы основного их сосредоточения, что объясняется различной тектонической приуроченностью. Этим же объясняются и факты попадания залежей в сопредельные зоны — зоны сосредоточения иного стратиграфического ряда. Аналогичная картина наблюдается и при рассмотрении объектов результатов нижнемеловой системы.

Анализ результатов расчета с использованием МГК по залежам юры и палеозоя показали, что на первые четыре главные компоненты приходится 64.7 % общей дисперсии параметров, а на первые две — около 45 %, что практически повторяет значения при расчетах по всем объектам, однако смысловая интерпретация компонент и вклад параметров в них имеет не только сходства, но и различия. Так,

первая главная компонента описывает только условия залегания (вклад  $H_{\text{зал}}$ ,  $T_{\text{пл}}$ ,  $P_{\text{пл}}$  — 36 %) и отчасти свойства и состав пластовой нефти (вклад  $P$  и  $P_{\text{нас}}$  — 18 %), а вязкость пластовых флюидов показывает в большей мере четвертая компонента (вклад  $\mu_{\text{н}}$ ,  $\mu_{\text{в}}$ ,  $\mu_{\text{о}}$  — 28 %), она же отражает толщинные свойства пласта и его неоднородность, характеризующуюся коэффициентом расчлененности (вклад  $H_{\text{общ}}$ ,  $K_{\text{р}}$  — 18 %). Вторая главная компонента так же, как и в предыдущем расчете, отражает свойства и состав пластовой нефти (вклад  $\rho_{\text{н}}$ ,  $\beta$ ,  $S$ ,  $G$  — 47 %), а также емкостно-фильтрационные свойства пород-коллекторов (вклад  $K_{\text{н}}$ ,  $m_{\text{г}}$ ,  $K_{\text{прон}}$  — 25 %). И, наконец, третья главная компонента в большей мере характеризует толщинные свойства нефтенасыщенной части пласта (вклад  $H_{\text{з}}$  и  $K_{\text{п}}$  — 29 %).

Например, исходя из уравнений главных компонент  $Z_1$ — $Z_2$ , которые имеют следующий вид:

$$Z_1 = -0.15H_{\text{зал}} + 0.04H_{\text{общ}} + 0.05H_{\text{з}} + 0.12m_{\text{г}} + 0.08K_{\text{н}} + 0.09K_{\text{прон}} + 0.01K_{\text{п}} + 0.02K_{\text{р}} - 0.12T_{\text{пл}} - 0.16P_{\text{пл}} + 0.10\mu_{\text{н}} + 0.06\mu_{\text{в}} - 0.08\beta - 0.07S + 0.12P - 0.12P_{\text{нас}} - 0.11G + 0.08\mu_{\text{в}} + 0.08\mu_{\text{о}};$$

$$Z_2 = -0.06H_{\text{зал}} - 0.05H_{\text{общ}} + 0.17H_{\text{з}} + 0.16m_{\text{г}} + 0.17K_{\text{н}} + 0.17K_{\text{прон}} + 0.16K_{\text{п}} + 0.04K_{\text{р}} + 0.01T_{\text{пл}} - 0.04P_{\text{пл}} - 0.09\mu_{\text{н}} - 0.17\mu_{\text{в}} + 0.24\beta - 0.15S + 0.02P + 0.10P_{\text{нас}} + 0.23G + 0.03\mu_{\text{в}} - 0.11\mu_{\text{о}},$$

можно констатировать, что наименьший вклад в эти компоненты вносят, как и в предыдущем расчете, коэффициент расчлененности и общая толщина пласта, а роль эффективной нефтенасыщенной толщины и коэффициента песчаности существенно повышается.

Исходя из полученных результатов была проведена глубокая дифференциация всех объектов по тектонико-стратиграфическим элементам и последующее группирование с использованием дискриминантного анализа. Было выделено 56 групп объектов: 1 — залежи верхней юры Шаимского вала; ...; 56 — залежи валанжинского яруса Большехетской впадины (рис. 3).

Распределение центров группирования объектов в осях первых двух канонических дискриминантных функций (КДФ), включающих в себя около 70 % общей дисперсии параметров, представлено на рис. 3, а значения коэффициентов этих функций ( $Y_1$ ,  $Y_2$ ) — в табл. 1.

Анализ распределения объектов в осях КДФ показал, что 73.6 % классифицировано правильно (при кросспроверке — 62.6 %). Это является довольно высоким показателем и указывает на существенное влияние тектонико-стратиграфического фактора на формирование особенностей залежей. Однако более четверти объектов попали в иные группы. Среди них: залежи, находящиеся вблизи границ разделения крупных тектонических элементов; залежи отдельных горизонтов (например, ачимовские слои), которые близки друг другу в пределах различных тектонических зон; залежи верхней и нижней юры, залежи различных ярусов нижнемеловой системы, залежи ачимовской толщи и юрских отложений, имеющие близкие значения геолого-физических и физико-химических свойств пластов и насыщающих их флюидов.

**Рис. 3. Распределение центроидов выделенных групп объектов в осях канонических дискриминантных функций:**

1 — ШВ ( $J_3$ ); 2 — ШВ (КВ); 3 — ШВ ( $J_2$ ); 4 — ШВ (J+КВ); 5 — ВП ( $J_3$ ); 6 — ВП ( $J_2$ ); 7 — ВП (КВ); 8 — ВП (J+КВ); 9 — ШП ( $J_2$ ); 10 — ШП (J+КВ); 11 — КС (ал); 12 — КС (J+КВ); 13 — СВМ (а); 14 — СВМ (бр); 15 — СВМ (г); 16 — СВМ (в); 17 — СВМ ( $Ю_0$ ); 18 — СВМ ( $J_3$ ); 19 — СВМ (Ач); 20 — СВМ ( $J_2$ ); 21 — СУС (г); 22 — СУС (в); 23 — СУС ( $Ю_0$ ); 24 — СУС ( $J_2$ ); 25 — СУС ( $J_3$ ); 26 — СУС (Ач); 27 — НС (а); 28 — НС (бр); 29 — НС (в); 30 — НВ (г); 31 — НВ ( $J_2$ ); 32 — НВ ( $J_3$ ); 33 — НВ (Ач); 34 — ЯП (бр); 35 — ЯП (в); 36 — ЯП ( $J_2$ ); 37 — ЯП ( $J_3$ ); 38 — ЯП ( $Ю_0$ ); 39 — ЯП (Ач); 40 — ССМ (в); 41 — ССМ ( $J_3$ ); 42 — ССМ ( $Ю_0$ ); 43 — ССМ (Ач); 44 — НМ (г); 45 — НМ (в); 46 — ВВ (в); 47 — ВВ (а); 48 — ВВ (г); 49 — ВВ (бр); 50 — ВВ (в); 51 — ВВ (Ач); 52 — ВВ ( $J_3$ ); 53 — ВВ (ал); 54 — ВВ (а); 55 — ВВ (г); 56 — ВВ (в).

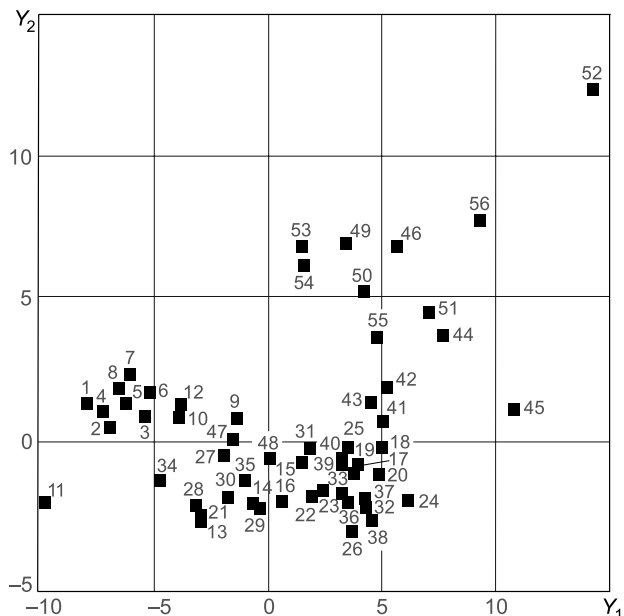


Таблица 1. Значения коэффициентов канонических дискриминантных функций (КДФ)

КДФ	Параметр									
	Значения коэффициентов КДФ									
	$H_{зал}$	$H_{общ}$	$H_3$	$m_T$	$K_n$	$K_{прон}$	$K_{п}$	$K_p$	$T_{пл}$	$P_{пл}$
$Y_1$	0.006	-0.001	0.066	-0.125	-4.688	0.0001	0.777	0.004	-0.82	0.436
	$\mu_n$	$\rho_n$	$\beta$	S	P	$P_{нас}$	G	$\mu_v$	$\mu_o$	Свободный член
	0.685	3.292	2.777	-0.718	-0.173	0.165	-0.008	-9.710	-0.333	16.589
$Y_2$	$H_{зал}$	$H_{общ}$	$H_3$	$m_T$	$K_n$	$K_{прон}$	$K_{п}$	$K_p$	$t_{пл}$	$P_{пл}$
	-0.002	0.002	0.43	-24.34	4.339	0.0001	0.332	-0.025	-0.017	-0.030
	$\mu_n$	$\rho_n$	$\beta$	S	P	$P_{нас}$	G	$\mu_v$	$\mu_o$	Свободный член
	0.641	12.11	-0.557	-2.149	0.184	0.484	0.010	1.141	-0.352	-5.951

Дальнейшая корректировка состава групп на основе геолого-промыслового анализа, кросспроверки, использования значений расстояний Махаланобиса [Орлова и др., 2014] и проведения многовариантных расчетов позволила выделить 8 групп среди объектов юрского возраста и палеозоя и 11 — мелового. Последующее проведение дискриминантного анализа позволило получить уравнения КДФ ( $Y'_1$ ,  $Y'_2$  — по залежам мела,  $Y''_1$ ,  $Y''_2$  — по залежам юры и палеозоя), представленные в табл. 2, и построить территориальные карты с расположением центроидов и зон сосредоточения групп объектов (рис. 4) в осях первых двух КДФ, которые включают в себя около 90 % общей дисперсии параметров. Средние значения параметров, характеризующих геолого-физические свойства пластов и насыщающих их флюидов, а также условия залегания всех выделенных групп объектов, представлены в табл. 3.

Анализ распределения объектов с использованием полученной территориальной карты показал, что среди залежей нижнего мела 90.2 % классифицированы правильно, среди залежей юры и палеозоя — 85.3 %, что почти на 15 % выше, чем при группировании с использованием только тектонико-стратиграфического фактора. Окончательная характеристика распределения объектов по выделенным группам по тектонико-стратиграфическим элементам представлена в табл. 4.

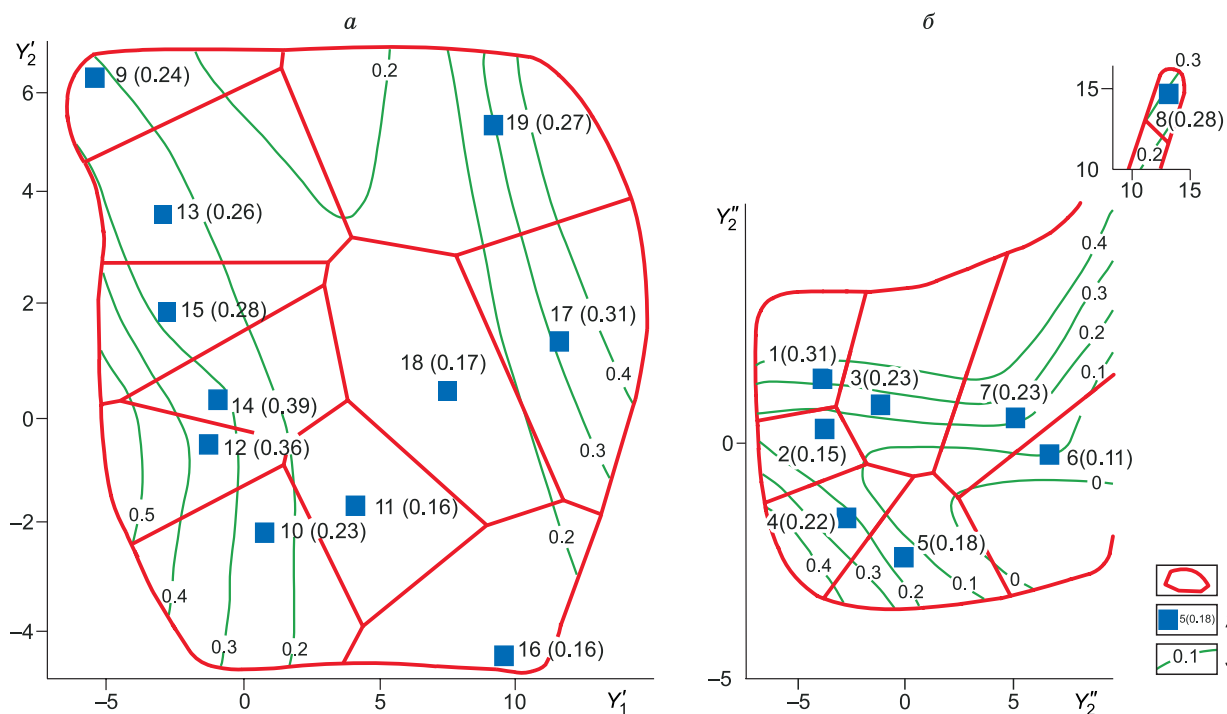


Рис. 4. Территориальная карта расположения центроидов и зон сосредоточения выделенных групп объектов.

$a, b$  — объекты мелового ( $a$ ) и юрского и палеозойского ( $b$ ) возрастов; 1 — зона основного сосредоточения объектов; 2 — центроид и номер группы объектов (среднее значение КИН<sup>80</sup> по объектам); 3 — изолинии коэффициента извлечения нефти при 80 %-й обводненности продукции.

Таблица 2.

Значения коэффициентов КДФ

КДФ	Параметр									
	Значения коэффициентов КДФ									
$Y_1'$	$H_{зал}$	$H_{общ}$	$H_3$	$m_T$	$K_H$	$K_{прон}$	$K_{II}$	$K_p$	$T_{пл}$	$P_{пл}$
	-0.001	-0.025	0.097	-18.71	0.377	0.0001	0.436	0.033	-0.82	0.441
	$\mu_H$	$\rho_H$	$\beta$	S	P	$P_{нас}$	G	$\mu_B$	$\mu_0$	Свободный член
	0.670	6.972	0.725	-1.371	0.219	0.298	0.042	-3.781	-0.277	10.05
$Y_2'$	$H_{зал}$	$H_{общ}$	$H_3$	$m_T$	$K_H$	$K_{прон}$	$K_{II}$	$K_p$	$T_{пл}$	$P_{пл}$
	-0.005	0.002	0.001	-20.62	3.891	0.004	1.090	-0.039	0.001	-0.191
	$\mu_H$	$\rho_H$	$\beta$	S	P	$P_{нас}$	G	$\mu_B$	$\mu_0$	Свободный член
	0.246	13.19	1.989	0.191	0.558	0.250	0.017	9.432	-0.050	-4.28
$Y_1''$	$H_{зал}$	$H_{общ}$	$H_3$	$m_T$	$K_H$	$K_{прон}$	$K_{II}$	$K_p$	$T_{пл}$	$P_{пл}$
	0.015	0.262	0.138	1232	-66.9	0.029	-1147	-2.770	4.652	1.492
	$\mu_H$	$\rho_H$	$\beta$	S	P	$P_{нас}$	G	$\mu_B$	$\mu_0$	Свободный член
	-8.74	1160	200.7	19.73	1.214	11.55	0.260	128.7	11.12	-981.6
$Y_2''$	$H_{зал}$	$H_{общ}$	$H_3$	$m_T$	$K_H$	$K_{прон}$	$K_{II}$	$K_p$	$T_{пл}$	$P_{пл}$
	0.026	0.324	0.414	1236	-97.88	0.014	-21.40	-3.265	4.660	0.797
	$\mu_H$	$\rho_H$	$\beta$	S	P	$P_{нас}$	G	$\mu_B$	$\mu_0$	Свободный член
	-5.044	1171	202.9	18.59	0.674	11.27	0.280	131.8	10.34	-977.4

Примечание.  $Y_1'$ ,  $Y_2'$ , и  $Y_1''$ ,  $Y_2''$  — пояснения см. в тексте.

Полученные результаты позволяют формировать относительно однородные группы объектов среди месторождений, находящихся в разработке, устанавливать группы объектов-аналогов для месторождений, выходящих из разведки. При этом, например, алгоритм поиска объектов-аналогов для залежи, выходящей из разведки, будет следующим:

— по тектонико-стратиграфической приуроченности (см. табл. 4) определяется принадлежность объекта к возможным выделенным группам (в случае неоднозначности принадлежности);

— рассчитываются значения КДФ (см. табл. 2) и определяется по территориальной карте (см. рис. 4) группа объектов-аналогов, находящихся в разработке и участвовавших в процедуре группирования. В случае необходимости поиска залежей, в наибольшей мере соответствующего объекту, вводимому в разработку, определяется ближайший объект по минимальному значению евклидова расстояния.

Для оценки значимости проведенной дифференциации и группирования изучено изменение степени выработки запасов нефти по месторождениям выделенных групп. С целью устранения влияния плотности сетки скважин и интенсивности систем заводнения для определения степени влияния комплекса геолого-физических параметров группирования на коэффициент извлечения запасов нефти были выбраны залежи, характеризующиеся плотностью сетки скважин от 25 до 30 га/скв., на которых использовались внутриконтурные площадные и очаговые системы заводнения с соотношением количества добывающих и нагнетательных скважин от 2.2 до 2.7. Степень выработки запасов по ним определялась отношением фактической накопленной добычи нефти по скважинам на момент 80 %-й обводненности продукции к балансовым запасам, т. е. коэффициентом извлечения нефти (КИН<sup>80</sup>).

На рисунке 4 представлены изолинии значений КИН<sup>80</sup>, построенные на основании данных по типичным объектам групп, расположенным на минимальном расстоянии от центров группирования в евклидовом пространстве. Видно, что часть выделенных групп имеет приблизительно одинаковую степень выработки запасов при различных значениях КДФ, т. е. степень влияния исходных параметров на изменение величины КИН<sup>80</sup> (в условиях разных групп) различна. Другая часть групп объектов при близких значениях КДФ имеет значительные различия в значениях КИН<sup>80</sup>. В целом, как видно, значения в среднем по группам варьируют в довольно широких пределах. Все это является проявлением специфики выделенных групп объектов, учитываемой при группировании прямо или косвенно.



Таблица 3. Средние значения параметров, характеризующих условия залегания, геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов по группам объектов

Группа объектов	Параметр									
	$H_{зал}$ , м	$H_{общ}$ , м	$H_3$ , м	$m_T$	$K_H$	$K_{прон}$ , $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	$K_n$	$K_p$	$T_{пл}$ , °С	$P_{пл}$ , МПа
1 ю	1728	21.7	5.3	0.20	0.69	136	0.54	3.7	80.3	16.7
2 ю	1792	29.6	3.8	0.18	0.56	34	0.22	2.7	80.8	17.2
3 ю	2000	26.4	3.5	0.17	0.59	19	0.25	3.6	87.6	20.3
4 ю	1919	20.7	3.2	0.18	0.56	23	0.26	4.2	71.1	18.7
5 ю	2257	22.1	3.6	0.16	0.50	25	0.23	4.0	78.9	20.5
6 ю	2820	19.3	3.4	0.16	0.54	15	0.41	3.9	92.2	28.8
7 ю	2732	18.4	3.7	0.16	0.53	17	0.41	3.5	92.4	27.4
8 ю	3190	7.8	4.5	0.16	0.56	7	0.65	2.2	108.0	39.0
9 м	1432	57.0	5.8	0.21	0.51	72	0.33	8.0	72.0	14.6
10 м	2660	27.7	5.0	0.17	0.49	7	0.40	6.9	90.7	27.0
11 м	2805	14.2	3.9	0.16	0.54	14	0.39	3.9	92.2	28.4
12 м	2404	19.0	3.5	0.19	0.53	62	0.39	4.3	84.0	24.5
13 м	1839	19.9	3.3	0.21	0.44	111	0.31	3.7	70.0	18.3
14 м	2244	14.4	2.6	0.19	0.50	63	0.39	2.9	74.3	22.3
15 м	2134	20.1	3.7	0.21	0.52	168	0.50	4.4	74.7	21.1
16 м	3303	23.1	5.8	0.17	0.55	53	0.58	5.2	85.0	33.0
17 м	2812	35.1	9.6	0.16	0.61	19	0.47	6.2	81.6	29.2
18 м	2935	24.1	5.7	0.14	0.47	1	0.53	10.6	100.8	30.0
19 м	2361	4.7	4.7	0.18	0.50	17	0.51	4.1	74.1	24.0
1-8 ю	2430	21.8	3.9	0.17	0.57	43	0.57	3.7	84.8	22.2
9-19 м	2340	21.9	4.3	0.19	0.52	64	0.42	5.07	82.8	24.6

Группа объектов	Параметр									
	$\mu_B$ , МПа·с	$\rho_B$ , кг/м <sup>3</sup>	$\beta$	S, %	P, %	$P_{нас}$ , МПа	G, м <sup>3</sup> /т	$\mu_B$ , МПа·с	$\mu_0$	
1 ю	1.35	766	1.22	0.37	6.6	8.2	70	0.40	3.40	
2 ю	1.60	765	1.23	0.34	5.6	7.9	74	0.41	3.90	
3 ю	0.96	739	1.23	0.41	5.7	8.8	91	0.45	2.20	
4 ю	0.99	750	1.19	0.41	8.5	9.3	67	0.43	2.23	
5 ю	0.99	751	1.16	0.43	3.3	11.0	79	0.36	2.92	
6 ю	0.80	751	1.23	0.78	2.2	10.5	91	0.32	2.49	
7 ю	0.71	730	1.30	0.67	2.2	12.0	123	0.37	2.02	
8 ю	0.21	800	1.94	0.20	3.5	31.3	369	0.27	0.78	
9 м	5.75	790	1.11	0.47	5.95	5.9	38	0.39	14.74	
10 м	0.79	759	1.19	0.79	2.38	10.4	82	0.35	2.33	
11 м	0.80	770	1.15	0.31	2.87	13.6	100	0.32	2.46	
12 м	1.58	794	1.14	0.80	2.61	8.8	57	0.39	4.13	
13 м	2.04	819	1.10	0.59	2.89	8.7	43	0.45	4.43	
14 м	0.94	836	1.11	0.35	2.87	8.3	47	0.34	2.76	
15 м	1.88	787	1.13	0.80	3.00	8.0	46	0.45	4.43	
16 м	0.52	675	1.38	0.09	1.47	14.8	180	0.34	1.53	
17 м	0.55	699	1.41	0.11	1.09	21.0	210	0.37	1.48	
18 м	0.76	830	1.29	0.20	3.50	17.5	127	0.34	2.21	
19 м	0.59	780	1.41	0.21	2.94	19.9	179	0.39	1.44	
1-8 ю	1.02	750	1.22	0.51	4.58	10.0	90	0.39	2.67	
9-19 м	1.29	779	1.18	0.69	2.61	10.3	76	0.39	3.34	

Примечание. ю — объект юры, м — объект мела.

Таблица 4. Процентное соотношение объектов в группах по тектонико-стратиграфической приуроченности

Группа объектов	Процент объектов в группе	Тектоническая приуроченность*	Процент объектов в тектоническом элементе	Стратиграфическая приуроченность*
1	2	3	4	5
1	91	ШВ	67	J <sub>3</sub>
			33	J <sub>2</sub> + J <sub>3</sub> +KB
2	9	ВП	100	J <sub>3</sub>
	86	ШВ	94	KB
2			6	J <sub>2</sub> + J <sub>3</sub> +KB
	14	ВП	67	KB
3			33	J <sub>3</sub> +KB
	97	ШВ	93	J <sub>2</sub>
3			7	J <sub>2</sub> + J <sub>3</sub>
	3	КС	100	J <sub>2</sub> + J <sub>3</sub> +KB
4	79	ШВ	100	J <sub>2</sub>
	21	ВП	100	»
5	9	ШВ	100	»
	91	ШП	100	»
6	60	СВМ	96	J <sub>3</sub>
			4	J <sub>2</sub>
	12	СУС	60	J <sub>3</sub> (Ю <sub>0</sub> )
			40	J <sub>2</sub>
	14	ЯП	17	J <sub>3</sub> (Ю <sub>0</sub> )
6			33	J <sub>3</sub>
			50	J <sub>2</sub>
	14	НС	17	J <sub>3</sub> (Ю <sub>0</sub> )
			33	J <sub>3</sub>
7			50	J <sub>2</sub>
	76	»	85	J <sub>3</sub>
			15	J <sub>2</sub>
	11	СУС	100	J <sub>3</sub>
	4	ССМ	100	J <sub>3</sub>
7			100	J <sub>3</sub> (Ю <sub>0</sub> )
	9	СВМ	100	J <sub>3</sub> (Ю <sub>0</sub> )
8	100	ВВ	100	J <sub>3</sub>
9	100	КС	100	а1
10	24	СВМ	100	Ач
	37	СУС	100	»
	5	ЯП	100	»
	34	НС	100	»
11	91	ССМ	100	»
	9	СВМ	100	»
12	24	»	48	br
			52	v
	50	СУС	100	»
	13	НС	100	»
	13	ЯП	100	»
13	62	НС	100	a
	38	ЯП	100	br
14	18	СВМ	100	g
	18	ССМ	100	v
	36	ВПВ	100	g
	28	»	100	a

1	2	3	4	5
15	25	СВМ	100	»
	10	СУС	100	g
	65	НС	20 80	br g
16	100	НМ	100	»
17	19	»	100	»
	36	СЕС	100	v
	45	БВ	20 80	g v
18	100	ВВ	100	Ач
19	73	»	82 18	br v
	27	БВ	50 50	al a

\* Пояснения см. в тексте.

Существенным аргументом необходимости решения различных задач анализа, мониторинга и управления разработкой месторождений раздельно по группам являются результаты, представленные на рис. 5. Видно, что связь между КИН<sup>80</sup> и значениями первых двух КДФ по типичным объектам групп полностью отсутствует (см. рис. 5, а), причем по обоим рассматриваемым стратиграфическим комплексам, в то время как в пределах большинства рассматриваемых групп (приведены данные по восьми группам) наблюдается довольно тесная корреляционная связь ( $r$ ) между этими параметрами (см. рис. 5, б, в) при количестве объектов от 8 до 21. Причем характер и степень влияния значений КДФ, а значит и исходных геолого-физических параметров на степень выработки запасов нефти в пределах каждой группы различны. Так, например, в условиях юры по группе объектов 4 КИН<sup>80</sup> снижается с увеличением значений обоих КДФ, в условиях группы объектов 7, наоборот, снижается с уменьшением значений КДФ, а в условиях группы объектов 3 увеличивается со снижением второй функции, в то время как первая функция влияния не оказывает. Аналогичная картина имеет место и в условиях залежей меловой системы, причем в целом КИН<sup>80</sup> здесь в среднем существенно выше (почти в 2 раза), чем в условиях объектов юрского возраста (см. рис. 5, а). Необходимо также отметить залежи ачимовской толщи группы 10, в условиях которых не отмечается влияние на коэффициент извлечения нефти ни одной из дискриминантных функций. Эта особенность данной группы объектов объясняется не только крайне низкими коллекторскими свойствами пластов и незначительными интервалами изменения значений всех параметров, входящих в уравнения КДФ, но и особенностями иного характера, которые требуют дополнительных исследований.

### ВЫВОДЫ

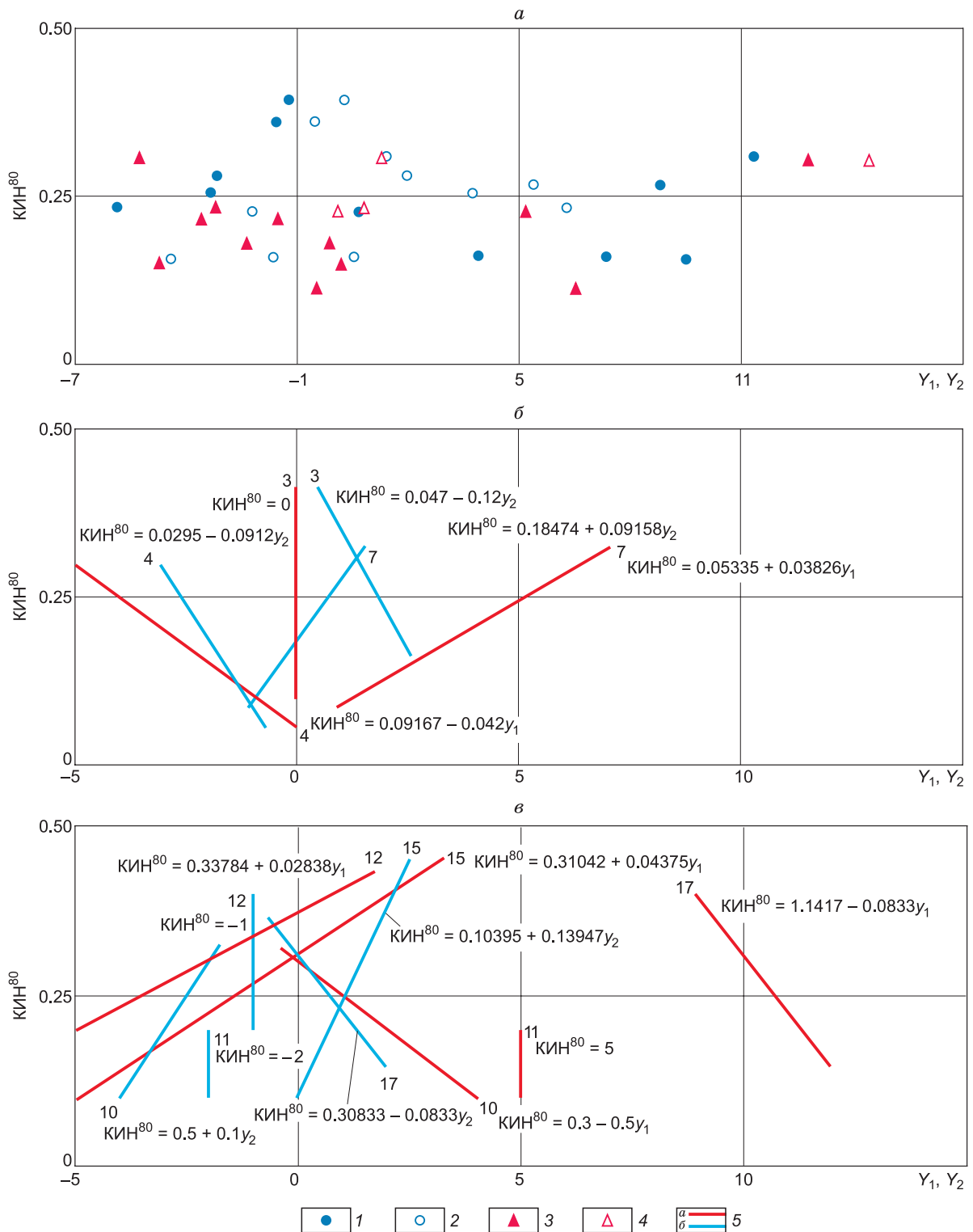
На основании проведенных исследований сделаны следующие выводы:

— предложен алгоритм и проведено группирование более 500 объектов исследования с выделением 19 относительно однородных групп объектов по 19 параметрам, оказывающим преобладающее влияние на процесс разработки месторождений и используемым при их проектировании;

— показано, что в условиях выделенных групп объектов степень и характер влияния параметров, отражающих геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов, на степень выработки запасов нефти имеют свои специфические особенности, что требует дифференциации и группирования объектов при решении различных задач анализа и мониторинга процесса разработки;

— установлено, что особенности групп объектов в первую очередь определяются территориальным и тектонико-стратиграфическим факторами, причем группирование необходимо проводить раздельно по стратиграфическим системам;

— предложен алгоритм поиска групп объектов-аналогов для залежей, выходящих из разведки, и объектов, в наибольшей мере соответствующих исходным;



**Рис. 5. Влияние значений канонических дискриминантных функций на коэффициент извлечения нефти при 80 %-й обводненности продукции.**

1—4 — значения по объектам мела (1, 2), юры и палеозоя (3, 4); 5 — зависимости  $KИH^{80}$  от  $y_1$  (а),  $y_2$  (б); 1—4 — значения  $Y_1$  (1, 3) и  $Y_2$  (2, 4). Цифры у линий — номер группы объектов.

— проведенное группирование и полученные результаты позволяют обеспечивать необходимый объем информации об объектах и повышение ее достоверности с целью повышения эффективности управления активами нефтяных компаний в условиях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

#### ЛИТЕРАТУРА

**Андреев А.В., Мухаметшин В.Ш., Котенев Ю.А.** Прогнозирование продуктивности залежей в карбонатных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами // *SOCAR Proc.*, 2016, № 3, с. 40—45.

**Андреева Н.Н., Валиуллин И.М.** Изучение международного опыта создания полигонов для испытаний техники и технологий, применяемых в ТЭК // *Нефтяное хозяйство*, 2015, № 7, с. 107—111.

**Ахметов Р.Т., Мухаметшин В.В., Андреев А.В., Султанов Ш.Х.** Некоторые результаты опробования методики прогноза показателя смачиваемости продуктивных пластов // *SOCAR Proc.*, 2017, № 4, с. 83—87.

**Белонин М.Д., Голубева В.А., Скублов Г.Т.** Факторный анализ в геологии. М., Недра, 1982, 269 с.

**Конторович А.Э., Лившиц В.Р.** Новые методы оценки, особенности структуры и пути освоения прогнозных ресурсов нефти зрелых нефтегазоносных провинций (на примере Волго-Уральской провинции) // *Геология и геофизика*, 2017, т. 58 (12), с. 1835—1852, doi: 10.15372/GiG20171201.

**Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н.** Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // *Геология и геофизика*, 2014, т. 55 (5—6), с. 745—776.

**Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р., Рыжкова С.В.** Главные направления развития нефтяного комплекса России в первой половине XXI века // *Вестник РАН*, 2019, т. 89, № 11, с. 1095—1104, doi: 10.31857/S0869-587389111095-1104.

**Конторович В.А., Аюнова Д.В., Захрямина М.О., Калинина Л.М.** История формирования верхнеюрских залежей углеводородов в юго-восточных районах Западной Сибири (на примере Игольско-Талового месторождения) // *Геология и геофизика*, 2017, т. 58 (10), с. 1564—1577, doi: 10.15372/GiG20171009.

**Кудряшов С.И., Белкина Е.Ю., Хасанов М.М., Павлов В.А., Тарасов П.А.** Количественные методы использования аналогов в задачах разведки и разработки месторождений // *Нефтяное хозяйство*, 2015, № 4, с. 43—47.

**Миловидов В.Д.** Проактивное управление инновациями: составление карты знаний // *Нефтяное хозяйство*, 2015, № 8, с. 16—21.

**Муслимов Р.Х.** Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Казань, ФЭН, 2014, 750 с.

**Мухаметшин В.В.** Устранение неопределенностей при решении задач воздействия на призабойную зону скважин // *Изв. ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 2017, т. 328, № 7, с. 40—50.

**Мухаметшин В.В., Андреев В.Е.** Повышение эффективности оценки результативности технологий, направленных на расширение использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // *Изв. ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 2018, т. 329, № 8, с. 30—36.

**Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С.** Обоснование систем заводнения низкопродуктивных залежей нефти в условиях ограниченного объема информации // *SOCAR Proc.*, 2019, № 2, с. 16—22, doi: 10.5510/OGP20190200384.

**Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С.** О снижении уровня неопределенности при управлении заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами // *Изв. ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 2020, т. 331, № 5, с. 140—146, doi: 10.18799/24131830/2020/5/2644.

**Мухаметшин В.В., Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Султанов Ш.Х., Ахметов Р.Т.** Использование принципов системного геолого-технологического прогнозирования при обосновании методов воздействия на пласт // *SOCAR Proc.*, 2016, № 3, с. 46—51.

**Орлова И.О., Захарченко Е.И., Скиба Н.К., Захарченко Ю.И.** Методический подход к классификации месторождений и поиску месторождений-аналогов // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 2014, № 12, с. 16—18.

**Плынин В.В., Уразов С.С., Кожемякин А.А., Трахачева Е.А.** Метод экспресс-оценки технологических показателей новых проектов // *Нефтяное хозяйство*, 2015, № 9, с. 102—105.

**Рогачев М.К., Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С.** Повышение эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов в юрских отложениях Западной Сибири // *Записки Горного института*, 2019, т. 240, с. 711—715, doi: 10.31897/PMI.2019.6.711.

**Сергеев В.В., Беленкова Н.Г., Зейгман Ю.В., Мухаметшин В.Ш.** Физические свойства эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO<sub>2</sub> // Нанотехнологии в строительстве, 2017, т. 9, № 6, с. 37–64, doi: 10.15828/2075-8545-2017-9-6-37-64.

**Allan J., Sun S.Q.** Controls on recovery factor in fractured reservoirs: lessons learned from 100 fractured fields // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, 5–8 October, 2003. 2003, doi: 10.2118/84590-MS.

**Economides J.M., Nolte K.I.** Reservoir stimulation. West Sussex, England, John Wiley & Sons, 2000, 856 p.

**Hodgin J.E., Harrell D.R.** The selection, application, and misapplication of reservoir analogs for the estimation of petroleum reserves // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 24–27 September, 2006. 2006, doi: 10.2118/102505-MS.

**Larue D.K., Yue Y.** How stratigraphy influences oil recovery: a comparative reservoir database study concentrating on deepwater reservoirs // The Leading Edge, 2003, v. 22 (4), p. 332–339, doi: 10.1190/1.1572086.

**Sun S.Q., Wan J.C.** Geological analogs usage rates high in global survey // Oil Gas J., 2002, v. 100 (46), p. 49–50.

**Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Tyncherov K.T.** Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir // Periodico Tche Quimica, 2018, v. 15 (30), p. 725–733.

*Поступила в редакцию 23 апреля 2018 г.,  
принята в печать 1 февраля 2021 г.*