

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ ЗАЛЕЖЕЙ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ НА ОСНОВЕ ДИФФЕРЕНЦИАЦИИ И ГРУППИРОВАНИЯ / IMPROVING THE EFFICIENCY OF MANAGING THE DEVELOPMENT OF THE WESTERN SIBERIAN OIL AND GAS PROVINCE DEPOSITS ON THE BASIS OF DIFFERENTIATION AND GROUPING

Мухаметшин В. В.

Аннотация

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-ти параметрам, характеризующим условия залегания, геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов, оказывающих преобладающее влияние на процесс выработки запасов нефти и используемых при проектировании разработки.

Проведенное исследование позволило выделить девятнадцать 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 её достоверности с целью повышения эффективности управления основными активами нефтяных компаний – месторождениями нефти ЗСНГП.

Using the pattern recognition methods – the method of principal components and discriminant analysis, the grouping and identification of more than 500 development facilities of five oil and gas regions of the West Siberian oil and gas province (ZSNGP), confined to 13 large tectonic elements and 10 productive horizons by 19 parameters characterizing the occurrence conditions, geological-physical and physicochemical properties of formations and fluids saturating them, which have a prevailing effect on the process of oil reserves developing and are used in the development projecting.

The research made it possible to identify nineteen relatively homogeneous groups of facilities, each having a specific set of geological and physical properties. It is shown that within the identified groups of facilities, the degree and nature of the influence of parameters reflecting the geological-physical and physicochemical properties of reservoirs and their saturating fluids on the development of oil reserves are different, and this fact calls for differentiation and grouping of objects when various development

problems solving. It has been established that the features of groups of facilities are primarily determined by territorial and tectonic-stratigraphic factors, and the grouping must be carried out separately according to stratigraphic systems. Algorithms for grouping deposits in development, searching for groups of analogous facilities for deposits, facilities going out of the exploration that correspond to the original ones to the greatest extent are proposed.

The carried out grouping and the results obtained make it possible to provide the necessary amount of information about the facilities and increase its reliability in order to improve the management efficiency of the main assets of oil companies - oil fields of the ZSNGP.

Ключевые слова:

группирование, управление разработкой, снятие неопределенностей, тектонико-стратиграфическая приуроченность, grouping, development management, uncertainties eliminating, tectonic-stratigraphic confinement

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

В.В. Мухаметшин

*Уфимский государственный нефтяной технический университет
450064, Уфа, Космонавтов, 1, Российская Федерация*

ВВЕДЕНИЕ

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

Важной задачей в условиях информационной революции и асимметрии информации является с одной стороны обеспечение достаточности этой информации об объекте, с другой стороны должен быть проведен тщательно аргументированный ее отбор [Миловидов, 2015; Sun, Wan, 2002; Белонин и др., 2002; Конторович, Лившиц, 2017; Mukhametshin, Kuleshova, 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 [Муслимов, 2014;

Economides, Nolte, 2000; Mukhametshin et al., 2016; Кудряшов и др., 2015; Andreev et al., 2016; Конторович А.Э. и др., 2019; Мухаметшин, Андреев, 2018; Орлова и др., 2014]. Эта значимость объясняется необходимостью увеличения объема информации в условиях ограниченного, не всегда достаточного её 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:

– 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; Mukhametshin, Kuleshova, 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];

- 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 [Мухаметшин, 2017; Yakupov et al., 2018; Akhmetov et al., 2017; Hodgins, Harrell, 2006; Lague, Yue, 2003] 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 решение этого, всегда актуального, круга задач приобретает в условиях терригенных коллекторов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

(ЗСНГП), в которых сосредоточены значительные остаточные запасы жидких углеводородов в стране [Конторович и др., 2017; Конторович и др., 2014; 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 попадают 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 достаточный объем информации и её 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 (Ю₀) толща, верхняя юра (J₃), средняя юра (J₂)), 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-Тазовской (ПТНГО) нефтегазоносных областей.

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

Под объектом исследования при этом понимался объект разработки, т.е. 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 в качестве объектов 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, превалирующее 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 ($H_{зал}$, м); начальные пластовые давление ($P_{пл}$, МПа) и температура ($t_{пл}$, °С); общая ($H_{общ}$, м) и эффективная нефтенасыщенная ($H_э$, м) толщины пласта; коэффициенты пористости (m_r , д.ед.), нефтенасыщенности (K_n , д.ед.), проницаемости ($K_{прон}$, 10^{-3} мкм²), песчаности (K_p , д.ед.), расчлененности (K_r); плотность (ρ_n , кг/м³), вязкость (μ_n , мПа·с), относительная вязкость (μ_0) пластовой нефти, объемный коэффициент (β , д.ед.), газосодержание (G , м³/т), давление насыщения ($P_{нас}$, МПа) нефти, содержание сероводорода (S , %) и парафина (P , %) в нефти, вязкость пластовой воды (μ_v , мПа·с).

РЕЗУЛЬТАТЫ

Использование метода главных компонент на первом этапе и анализ результатов, полученных по всем выбранным объектам и параметрам, показал, что из девятнадцати 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-х мерного, поскольку на первые две компоненты, имеющие следующий вид:

$$Z_1 = 0.14 H_{зал} + 0.02 H_{общ} + 0.03 H_3 - 0.13 m_2 - 0.02 K_n - 0.10 K_{прон} - 0.01 K_n + 0.03 K_p + 0.12 t_{пл} + 0.14 P_{пл} - 0.13 \mu_n - 0.09 \rho_n + 0.11 \beta - 0.02 S - 0.08 P + 0.13 P_{нас} + 0.13 G - 0.08 \mu_в - 0.11 \mu_о;$$

$$Z_2 = 0.18 H_{зал} - 0.01 H_{общ} - 0.07 H_3 - 0.06 m_2 - 0.17 K_n - 0.06 K_{прон} - 0.02 K_n + 0.06 K_p + 0.11 t_{пл} + 0.17 P_{пл} + 0.06 \mu_n + 0.17 \rho_n - 0.23 \beta + 0.26 S - 0.18 P - 0.11 P_{нас} - 0.19 G - 0.08 \mu_в + 0.09 \mu_о,$$

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

Каждая из первых четырех главных компонент носит содержательный характер. Первая – характеризует условия залегания и вязкостные свойства пластовых флюидов, поскольку основной вклад в неё 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, т.к. около 40 % вклада в неё 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 трём 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 рис. 1 видно, что подавляющее количество объектов группируются в зависимости от их приуроченности к тектонико-территориальным элементам. Например, в зоне I сосредоточены в основном объекты Приуральской нефтегазоносной области, приуроченные к Шаимскому валу, Верхнекондинскому и Шеркалинскому прогибам, причем объекты 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 объекты Среднеобской НГО, присутствуют объекты, входящие в состав Приуральской и Пур-Тазовской НГО. Кроме того, видно, что в пределах выделенных зон отсутствует дифференциация объектов по конкретным нефтегазоносным областям и тектоническим элементам. Причинами этого является влияние фактора стратиграфической приуроченности объектов исследования, который также во многом определяет положение групп объектов и на плоскости главных компонент и в многомерном пространстве (при использовании более двух). Представленное на рис. 2 распределение объектов юрского возраста и коры выветривания палеозоя подтверждает этот факт. Видно, что объекты верхней юры (зона I) явно выделяются среди всех объектов, однако часть их, имеющая значительные толщины, группируется с объектами, включающими в себя пласты J_3 , J_2 , KB (зона IV). В тоже 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. Объекты 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 объекты выходят далеко за пределы основного сосредоточения объектов, что объясняется различной тектонической приуроченностью. Этим же объясняются и факты попадания объектов в сопредельные зоны – зоны сосредоточения объектов иного стратиграфического ряда. Аналогичная картина наблюдается и при рассмотрении объектов 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 характеризуется как отражающая только условия залегания (вклад $H_{зал}$, $t_{пл}$, $P_{пл}$ – 36 %) и отчасти свойства и состав пластовой нефти (вклад P и $P_{нас}$ – 18 %), а вязкость пластовых флюидов отражает в большей мере четвертая компонента (вклад μ_n , μ_v , μ_o – 28 %), она же отражает толщинные свойства пласта и его неоднородность, характеризующуюся коэффициентом расчлененности (вклад $H_{общ}$, K_p – 18 %). Вторая главная компонента так же, как и в предыдущем расчете, отражает свойства и состав пластовой нефти (вклад ρ_n , β , S , G – 47 %), а также емкостно-фильтрационные свойства пород-коллекторов (вклад K_n , m_r ,

$K_{\text{прон}} - 25 \%$). И, наконец, третья главная компонента в большей мере характеризует толщинные свойства нефтенасыщенной части пласта (вклад H_3 и $K_{\text{п}} - 29 \%$).

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

$$Z_1 = -0.15 H_{\text{зал}} + 0.04 H_{\text{общ}} + 0.05 H_3 + 0.12 m_2 + 0.08 K_{\text{н}} + 0.09 K_{\text{прон}} + 0.01 K_{\text{п}} + 0.02 K_{\text{р}} - 0.12 t_{\text{пл}} - 0.16 P_{\text{пл}} + 0.10 \mu_{\text{н}} + 0.06 \rho_{\text{н}} - 0.08 \beta - 0.07 S + 0.12 P - 0.12 P_{\text{нас}} - 0.11 G + 0.08 \mu_{\text{в}} + 0.08 \mu_{\text{о}};$$

$$Z_2 = -0.06 H_{\text{зал}} - 0.005 H_{\text{общ}} + 0.17 H_3 + 0.16 m_2 + 0.17 K_{\text{н}} + 0.17 K_{\text{прон}} + 0.16 K_{\text{п}} + 0.04 K_{\text{р}} + 0.01 t_{\text{пл}} - 0.04 P_{\text{пл}} - 0.09 \mu_{\text{н}} - 0.17 \rho_{\text{н}} + 0.24 \beta - 0.15 S + 0.02 P + 0.10 P_{\text{нас}} + 0.23 G + 0.03 \mu_{\text{в}} - 0.11 \mu_{\text{о}},$$

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 (см. 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% объектов классифицировано правильно (при кросс-проверке – 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.

Дальнейшая корректировка состава групп на основе геолого-промыслового анализа, кросс-проверки, использования значений расстояний Махаланобиса [Орлова и др., 2014] и

проведения многовариантных расчетов позволила выделить восемь групп среди объектов юрского возраста и палеозоя и одиннадцать – мелового. Последующее проведение дискриминантного анализа позволило получить уравнения КДФ, представленные в табл. 2, и построить территориальные карты с расположением центроидов и зон сосредоточения групп объектов (см. 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% объектов 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.

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 (по табл. 4) определяется принадлежность объекта к возможным выделенным группам (в случае неоднозначности принадлежности);

- рассчитываются значения КДФ (по 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 объекта, в наибольшей мере соответствующего объекту, вводимому в разработку, определяется ближайший среди объектов группы объект по минимальному значению евклидова расстояния.

Для оценки значимости проведенной дифференциации и группирования изучено изменение степени выработки запасов нефти по объектам 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 объекты, 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 этим

объектам определялась отношением фактической накопленной добычи нефти по скважинам на момент 80 %-ной обводненности продукции в целом по объекту к балансовым запасам, т.е. коэффициентом извлечения нефти (КИН⁸⁰).

На рис. 4 представлены изолинии значений КИН⁸⁰, построенные на основании данных по типичным объектам групп, расположенным на минимальном расстоянии от центров группирования в евклидовом пространстве. Видно, что часть объектов выделенных групп имеет приблизительно одинаковую степень выработки запасов при различных значениях КДФ, т.е. степень влияния исходных параметров на изменение величины КИН⁸⁰ – в условиях разных групп – различна. Другая часть групп объектов при близких значениях КДФ имеет значительные различия в значениях КИН⁸⁰. 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.

Существенным аргументом необходимости решения различных задач анализа, мониторинга и управления разработкой месторождений отдельно по группам являются результаты, представленные на рис. 5. Видно, что связь между КИН⁸⁰ 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 объектов (приведены данные по 8-ми группам) наблюдается довольно тесная корреляционная связь (r) между этими параметрами (см. рис. 5 б, в) при количестве объектов в группах 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 – КИН⁸⁰ 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 КИН⁸⁰ 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 пятисот объектов исследования с выделением девятнадцати относительно однородных групп объектов по 19-ти 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 отдельно по стратиграфическим системам;

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

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

ЛИТЕРАТУРА

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.

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

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., 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., Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р., Рыжкова С.В. Главные направления развития нефтяного комплекса России в первой половине XXI века // Вестник Российской академии наук, 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 // Известия Томского политехнического университета. 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 // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2018, т. 329, № 8, с. 30–36.

Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С. О снижении уровня неопределенности при управлении заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2020, т. 331, № 5, с. 140–146. DOI 10.18799/24131830/2020/5/2644.

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 SiO₂ // Нанотехнологии в строительстве, 2017, т. 9, № 6, с. 37–64, DOI: 10.15828/2075-8545-2017-9-6-37-64.

Akhmetov R.T., Mukhametshin V.V., Andreev A.V., Sultanov Sh.Kh. Some Testing Results of Productive Strata Wettability Index Forecasting Technique // SOCAR Proceedings, 2017, № 4, p. 83–87, DOI: 10.5510/OGP20170400334.

Allan J., Qing Sun S. 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, 18 p. DOI: 10.2118/84590-MS.

Andreev A.V., Mukhametshin V.Sh., Kotenev Yu.A. Deposit Productivity Forecast in Carbonate Reservoirs with Hard to Recover Reserves // SOCAR Proceedings, 2016, № 3, p. 40–45. DOI: 10.5510/OGP20160300287.

Economides J.M., Nolte K.I. Reservoir stimulation. West Sussex, England, John Wiley and 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, 15 p. 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.

Mukhametshin V.V., Andreev V.E., Dubinsky G.S., Sultanov Sh.Kh., Akhmetov R.T. The Usage of Principles of System Geological-Technological Forecasting in the Justification of the Recovery Methods // SOCAR Proceedings, 2016, № 3, p. 46–51. DOI: 10.5510/OGP20160300288.

Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. Justification of Low-Productive Oil Deposits Flooding Systems in the Conditions of Limited Information Amount // SOCAR Proceedings, 2019, № 2, pp. 16–22. DOI: 10.5510/OGP20190200384.

Sun S.Q, Wan J.C. Geological analogs usage rates high in global survey // Oil & Gas Journal, 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, iss. 30, p. 725-733.

REFERENCES

Andreyeva N.N., Valiullin I.M. Study of the international experience in testing facilities for fuel & energy sector machinery and technologies // Oil industry, 2015, № 7, p. 107–111.

Belonin M.D., Golubeva V.A., Skublov G.T. Factor analysis in geology. Moscow, Nedra, 1982, 269 p.

Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Karogodin Y., Kontorovich V.A., Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B.N. Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin // Russian Geology and Geophysics, 2014, v. 55, № 5-6, p. 582-609.

Kontorovich A.E., Livshits V.R. New methods of assessment, structure, and development of oil and gas resources of mature petroleum provinces (Volga-Ural province) // Russian Geology and Geophysics, 2017, v. 58, № 12, p. 1453-1467. DOI: 10.15372/GiG20171201.

Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Livshits V.R., Ryzhkova S.V. Main directions of development of the oil complex of Russia in the first half of the twenty-first century // Herald of the Russian Academy of Sciences, 2019, v. 89, № 6, p. 558-566.

Kontorovich V.A., Ayunova D.V., Zakhryamina M.O., Kalinina L.M. History of upper jurassic reservoirs in southeastern West Siberia (case study of Igol'sko-Talovoe oilfield) // Russian Geology and Geophysics, 2017, v. 58, № 10, p. 1240-1250. DOI: 10.15372/GiG20171009.

Kudryashov S.I., Belkina E.Yu., Khasanov M.M., Pavlov V.A., Tarasov P.A. Quantitative approach of using of analogs in exploration and field development // Oil industry, 2015, № 4, p. 43–47.

Milovidov V.D. Proactive innovation management: knowledge mapping // Oil industry, 2015, № 8, p. 16–21.

Muslimov R.Kh. Oil recovery: past, present, future (production optimization, maximization of recovery factor. Kazan: FEN, 2014, 750 p.

Mukhametshin V.V. Eliminating uncertainties in solving bottom hole zone stimulation tasks // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, 2017, v. 328, № 7, p. 40–50.

Mukhametshin V.V., Andreev V.E. Increasing the efficiency of assessing the performance of techniques aimed at expanding the use of resource potential of oilfields with hard-to-recover reserves // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, 2018, v. 329, № 8, p. 30–36.

Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. On uncertainty level reduction in managing waterflooding of the deposits with hard to extract reserves // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, 2020, v. 331, № 5, p. 140–146. DOI: 10.18799/24131830/2020/5/2644.

Orlova I.O., Zakharchenko E.I., Skiba N.K., Zakharchenko Yu.I. Methodical approach to fields classification and fields-analogues prospecting // *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2014, № 12, p. 16–18.

Plynin V.V., Urazov S.S., Kozhemyakin A.A., Trakhacheva E.A. Method of express-evaluation of technological parameters of new projects // *Oil industry*, 2015, № 9, p. 102–105.

Rogachev M.K., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in Jurassic deposits of Western Siberia // *Journal of Mining Institute*, 2019, v. 240, p. 711-715. DOI: 10.31897/PMI.2019.6.711.

Sergeev V.V., Belenkova N.G., Zeigman Yu.V., Mukhametshin V.Sh. Physical properties of emulsion systems with SiO₂ nanoparticles // *Nanotechnologies in Construction*, 2017, v. 9, № 6, p. 37–64. DOI: 10.15828/2075-8545-2017-9-6-37-64.

Akhmetov R.T., Mukhametshin V.V., Andreev A.V., Sultanov Sh.Kh. Some Testing Results of Productive Strata Wettability Index Forecasting Technique // *SOCAR Proceedings*, 2017, № 4, p. 83–87. DOI: 10.5510/OGP20170400334.

Allan J., Qing Sun S. 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, 18 p. DOI: 10.2118/84590-MS.

Andreev A.V., Mukhametshin V.Sh., Kotenev Yu.A. Deposit Productivity Forecast in Carbonate Reservoirs with Hard to Recover Reserves // *SOCAR Proceedings*, 2016, № 3, p. 40–45. DOI: 10.5510/OGP20160300287.

Economides J.M., Nolte K.I. *Reservoir stimulation*. West Sussex, England, John Wiley and 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, 15 p. 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.

Mukhametshin V.V., Andreev V.E., Dubinsky G.S., Sultanov Sh.Kh., Akhmetov R.T. The Usage of Principles of System Geological-Technological Forecasting in the Justification of the Recovery Methods // *SOCAR Proceedings*, 2016, № 3, p. 46–51. DOI: 10.5510/OGP20160300288.

Sun S.Q, Wan J.C. Geological analogs usage rates high in global survey // *Oil & Gas Journal*, 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, iss. 30, p. 725-733.

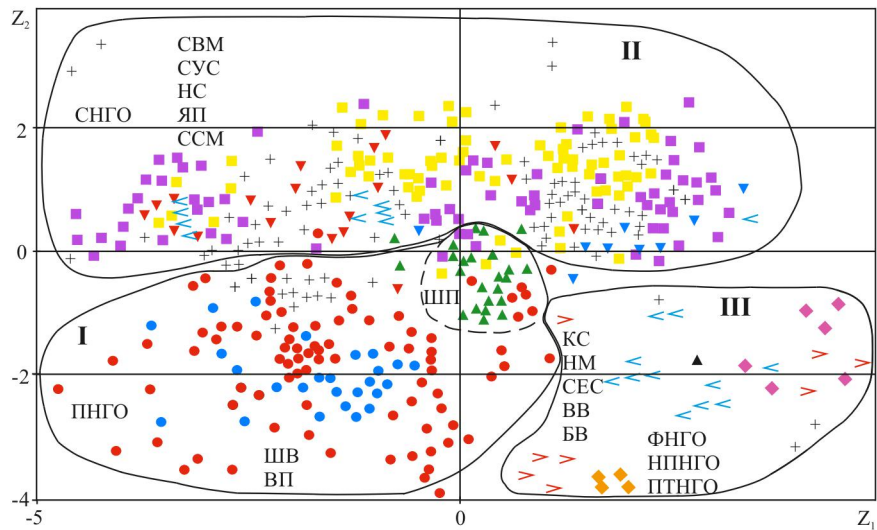


Рис. 1. Распределение объектов исследования в осях главных компонент $Z_1 - Z_2$:
 а) Территориальная приуроченность объектов к: ▲●●– ПНГО; ▲– ФНГО; ▼▼■– СНГО; ◆◆◄– НПНГО; ►– ПТНГО;
 б) Тектоническая приуроченность объектов к: ●– ШВ; ●– ВП; ▲– ШП; ▲– КС; ■– СВМ; ■– СУС; ■– НС; ▼– ЯП; ▼– ССМ; ◆– НМ; ◆– СЕС; ◄– ВВ; ►– БВ; ◻ – зона основного сосредоточения объектов.

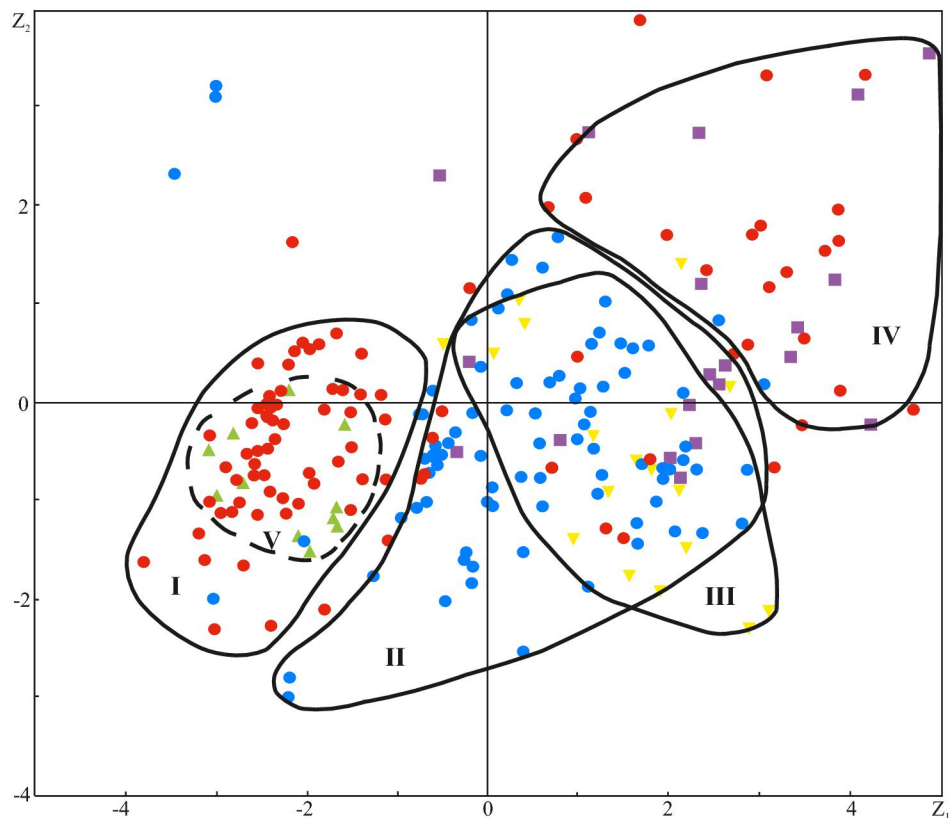


Рис. 2. Распределение объектов исследования в осях главных компонент $Z_1 - Z_2$:
 Стратиграфическая приуроченность объектов к: ●– J_3 ; ●– J_2 ; ▲– $Ю_0$; ▼– KB; ■– J+KB; ◻ – зона основного сосредоточения объектов.

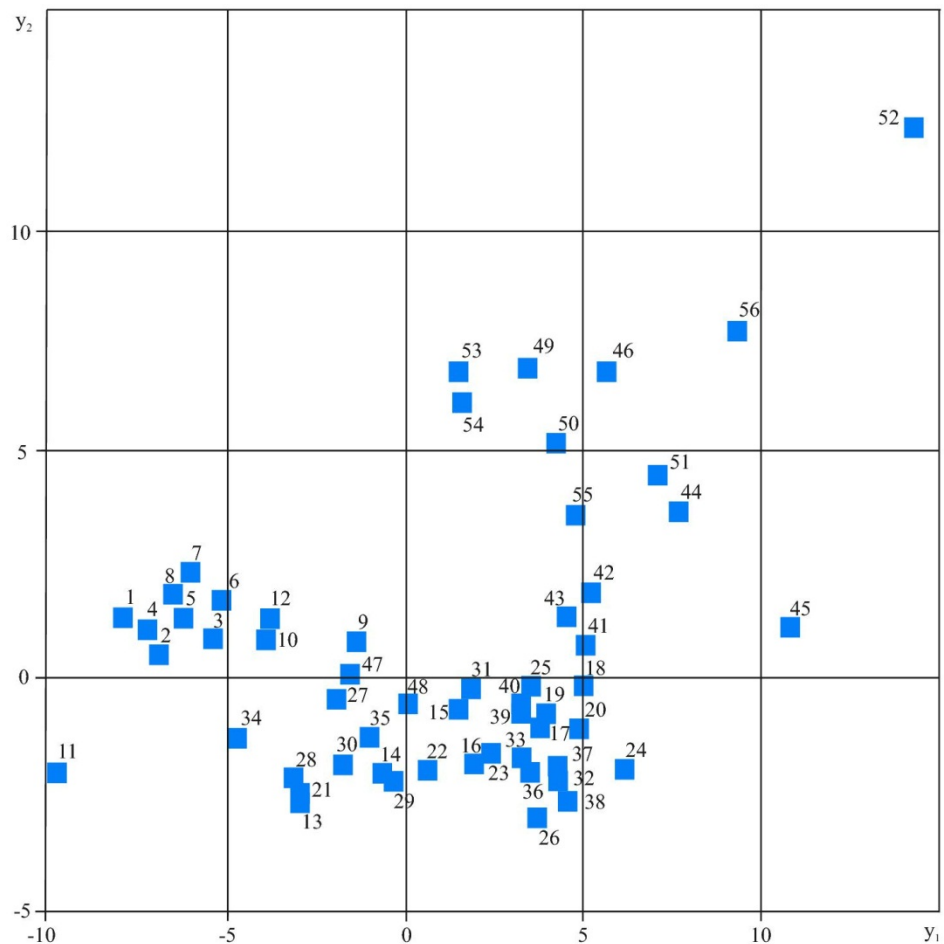


Рис. 3. Распределение центроидов выделенных групп объектов в осях канонических дискриминантных функций:

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

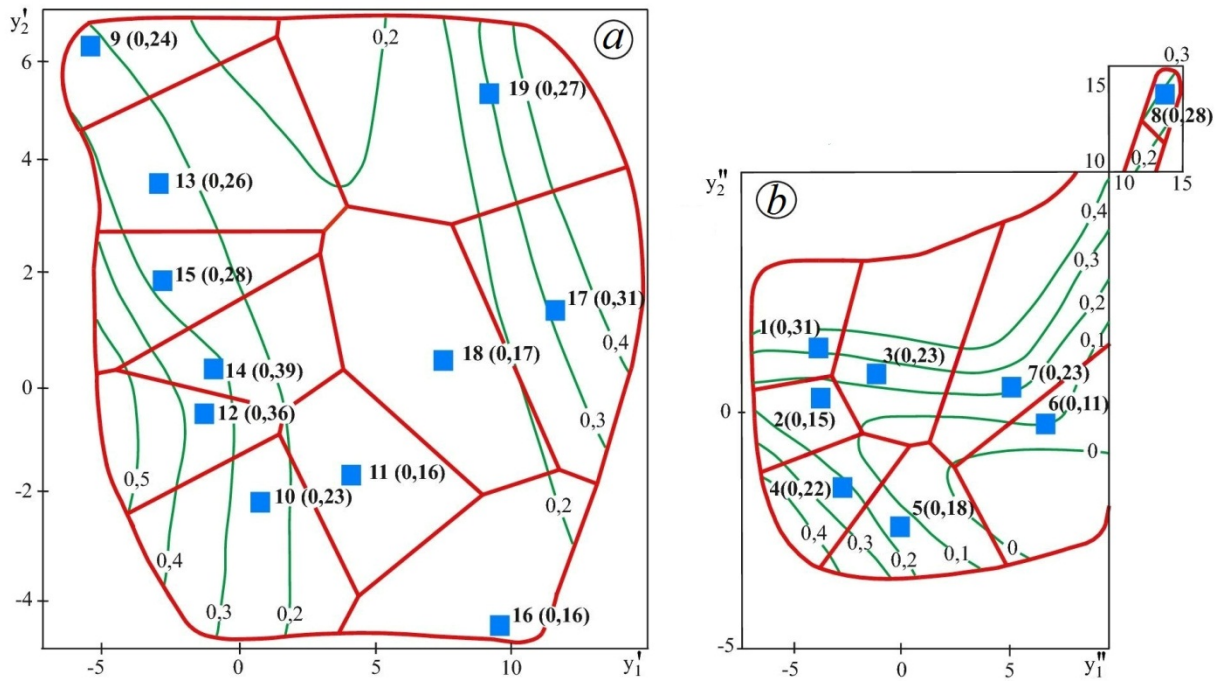







Рис. 4. Территориальная карта расположения центров и зон сосредоточения выделенных групп объектов:
 – зона основного сосредоточения объектов;  1(0,25) – центр и номер группы объектов (среднее значение КИН⁸⁰ по объектам); ,  – объекты соответственно мелового и юрского и палеозойского возрастов;  – изолинии коэффициента извлечения нефти при 80 %-ной обводненности продукции.

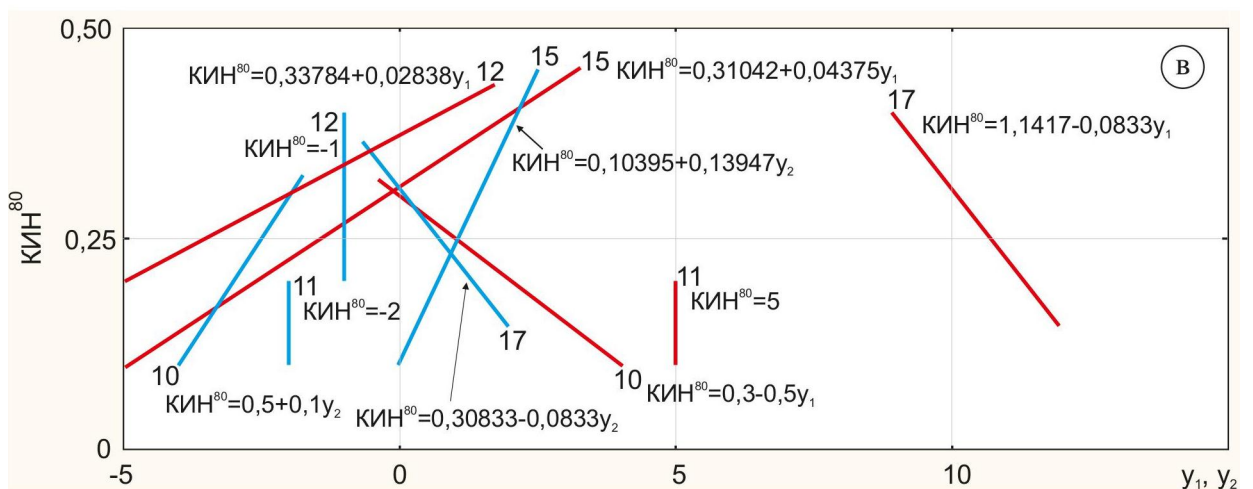
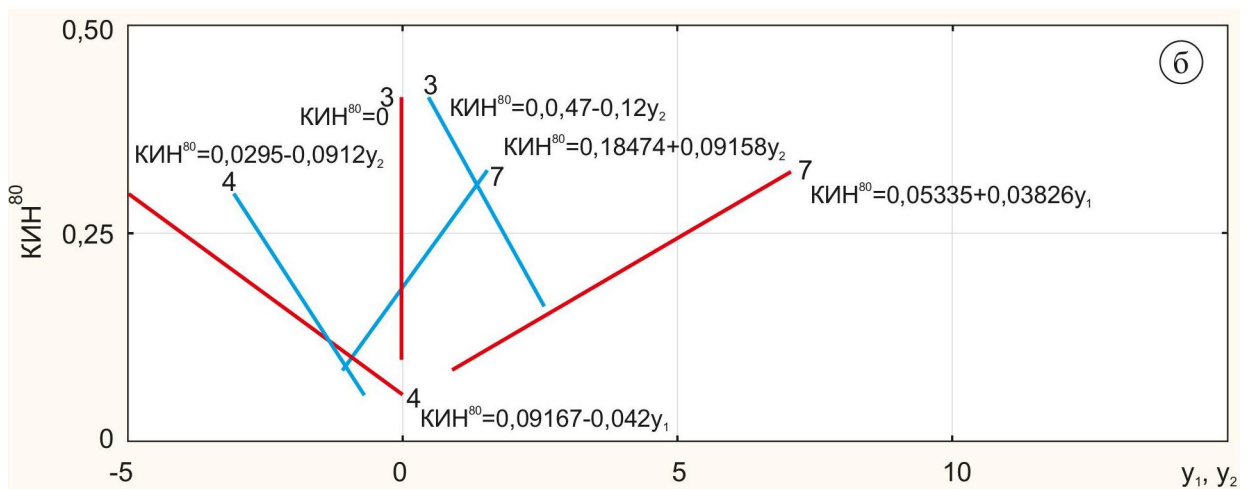
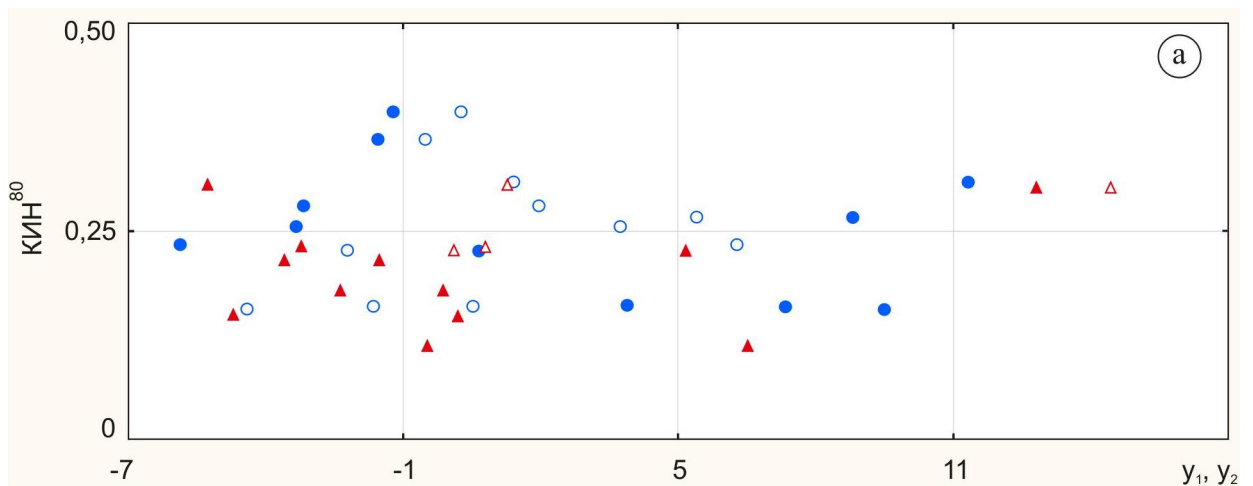


Рис. 5. Влияние значений канонических дискриминантных функций на коэффициент извлечения нефти при 80 %-ной обводненности продукции:

●▲, ○△ – значения соответственно y_1 и y_2 ; ●○, ▲△ – значения по объектам соответственно мела, юры и палеозоя; —, — – зависимости $KИH^{80}$ соответственно от y_1, y_2 ; 12 – шифр зависимостей – номер группы объектов.

Табл. 1. Значения коэффициентов КДФ

КД Ф	Параметры									
	Значения коэффициентов КДФ									
У ₁	Н _{зал}	Н _{общ}	Н _э	m _г	К _н	К _{прон}	К _п	К _р	t _{пл}	Р _{пл}
	0.006	-0.001	0.066	-0.125	-4.688	0.0001	0.777	0.004	-0.82	0.436
	μ _н	ρ _н	β	S	P	Р _{нас}	G	μ _в	μ _о	свободный член
	0.685	3.292	2.777	-0.718	-0.173	0.165	-0.008	-9.710	-0.333	16.589
У ₂	Н _{зал}	Н _{общ}	Н _э	m _г	К _н	К _{прон}	К _п	К _р	t _{пл}	Р _{пл}
	-0.002	0.002	0.43	-24.34	4.339	0.0001	0.332	-0.025	-0.017	-0.030
	μ _н	ρ _н	β	S	P	Р _{нас}	G	μ _в	μ _о	свободный член
	0.641	12.11	-0.557	-2.149	0.184	0.484	0.010	1.141	-0.352	-5.951

Табл. 2. Значения коэффициентов КДФ

КДФ	Параметры									
	Значения коэффициентов КДФ									
У ₁ '	Н _{зал}	Н _{общ}	Н _э	m _г	К _н	К _{прон}	К _п	К _р	t _{пл}	Р _{пл}
	-0.001	-0.025	0.097	-18.71	0.377	0.0001	0.436	0.033	-0.82	0.441
	μ _н	ρ _н	β	S	P	Р _{нас}	G	μ _в	μ _о	свободный член
	0.670	6.972	0.725	-1.371	0.219	0.298	0.042	-3.781	-0.277	10.05
У ₂ '	Н _{зал}	Н _{общ}	Н _э	m _г	К _н	К _{прон}	К _п	К _р	t _{пл}	Р _{пл}
	-0.005	0.002	0.001	-20.62	3.891	0.004	1.090	-0.039	0.001	-0.191
	μ _н	ρ _н	β	S	P	Р _{нас}	G	μ _в	μ _о	свободный член
	0.246	13.19	1.989	0.191	0.558	0.250	0.017	9.432	-0.050	-4.28
У ₁ ''	Н _{зал}	Н _{общ}	Н _э	m _г	К _н	К _{прон}	К _п	К _р	t _{пл}	Р _{пл}
	0.015	0.262	0.138	1232	-66.9	0.029	-1147	-2.770	4.652	1.492
	μ _н	ρ _н	β	S	P	Р _{нас}	G	μ _в	μ _о	свободный член
	-8.74	1160	200.7	19.73	1.214	11.55	0.260	128.7	11.12	-981.6
У ₂ ''	Н _{зал}	Н _{общ}	Н _э	m _г	К _н	К _{прон}	К _п	К _р	t _{пл}	Р _{пл}
	0.026	0.324	0.414	1236	-97.88	0.014	-21.40	-3.265	4.660	0.797
	μ _н	ρ _н	β	S	P	Р _{нас}	G	μ _в	μ _о	свободный член
	-5.044	1171	202.9	18.59	0.674	11.27	0.280	131.8	10.34	-977.4

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

Группа объектов	Параметры									
	$H_{зал}$, М	$H_{общ}$, М	$H_э$, М	$m_{г}$	K_H	$K_{прон}$, 10^{-3} МКМ ²	$K_{п}$	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

Продолжение табл. 3

Группа объектов	Параметры								
	μ_H , МПа·с	ρ_H , кг/м ³	β	s , %	P , %	$P_{нас}$, МПа	G , м ³ /т	μ_B , МПа·с	μ_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

Табл. 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	91	ШВ	67	J ₃		
			33	J ₂ + J ₃ +КВ		
	9	ВП	100	J ₃		
2	86	ШВ	94	КВ		
			6	J ₂ + J ₃ +КВ		
	14	ВП	67	КВ		
			33	J ₃ +КВ		
3	97	ШВ	93	J ₂		
			7	J ₂ + J ₃		
	3	КС	100	J ₂ + J ₃ +КВ		
4	79	ШВ	100	J ₂		
			21	ВП	100	J ₂
5	9	ШВ	100	J ₂		
			91	ШП	100	J ₂
6	60	СВМ	96	J ₃		
			4	J ₂		
	12	СУС	60	J ₃ (Ю ₀)		
			40	J ₂		
	14	ЯП	17	J ₃ (Ю ₀)		
			33	J ₃		
	14	НС	50	J ₂		
			17	J ₃ (Ю ₀)		
33			J ₃			
50			J ₂			
7	76	НС	85	J ₃		
			15	J ₂		
	11	СУС	100	J ₃		
	4	ССМ	100	J ₃		
9	СВМ	100	J ₃ (Ю ₀)			
8	100	ВВ	100	J ₃		
9	100	КС	100	al		
10	24	СВМ	100	Ач		
			37	СУС	100	Ач
			5	ЯП	100	Ач
			34	НС	100	Ач
11	91	ССМ	100	Ач		
			9	СВМ	100	Ач
12	24	СВМ	48	br		
			52	v		
	50	СУС	100	v		
			13	НС	100	v
13	ЯП	100	v			
13	62	НС	100	a		
			38	ЯП	100	br
14	18	СВМ	100	g		
			18	ССМ	100	v
			36	ВПВ	100	g
			28	ВПВ	100	a
15	25	СВМ	100	a		
			10	СУС	100	g
			65	НС	20	br
			80	g		
16	100	НМ	100	g		
17	19	НМ	100	g		

	36	CEC	100	v
	45	BB	20	g
			80	v
18	100	BB	100	Aч
	73	BB	82	br
19			18	v
	27	BB	50	al
			50	a

Table 1. Values of the CDF coefficients

CDF	Parameters									
	Values of CDF coefficients									
Y ₁	H _{зал}	H _{общ}	H _э	m _г	K _н	K _{прон}	K _п	K _р	t _{пл}	P _{пл}
	0.006	-0.001	0.066	-0.125	-4.688	0.0001	0.777	0.004	-0.82	0.436
	μ _н	ρ _н	β	S	P	P _{нас}	G	μ _в	μ _о	intercept term
	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 _э	m _г	K _н	K _{прон}	K _п	K _р	t _{пл}	P _{пл}
	-0.002	0.002	0.43	-24.34	4.339	0.0001	0.332	-0.025	-0.017	-0.030
	μ _н	ρ _н	β	S	P	P _{нас}	G	μ _в	μ _о	intercept term
	0.641	12.11	-0.557	-2.149	0.184	0.484	0.010	1.141	-0.352	-5.951

Table 2. Values of the CDF coefficients

CDF	Parameters									
	Values of CDF coefficients									
Y ₁ '	H _{зал}	H _{общ}	H _э	m _г	K _н	K _{прон}	K _п	K _р	t _{пл}	P _{пл}
	-0.001	-0.025	0.097	-18.71	0.377	0.0001	0.436	0.033	-0.82	0.441
	μ _н	ρ _н	β	S	P	P _{нас}	G	μ _в	μ _о	intercept term
	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 _э	m _г	K _н	K _{прон}	K _п	K _р	t _{пл}	P _{пл}
	-0.005	0.002	0.001	-20.62	3.891	0.004	1.090	-0.039	0.001	-0.191
	μ _н	ρ _н	β	S	P	P _{нас}	G	μ _в	μ _о	intercept term
	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 _э	m _г	K _н	K _{прон}	K _п	K _р	t _{пл}	P _{пл}
	0.015	0.262	0.138	1232	-66.9	0.029	-1147	-2.770	4.652	1.492
	μ _н	ρ _н	β	S	P	P _{нас}	G	μ _в	μ _о	intercept term
	-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 _э	m _г	K _н	K _{прон}	K _п	K _р	t _{пл}	P _{пл}
	0.026	0.324	0.414	1236	-97.88	0.014	-21.40	-3.265	4.660	0.797
	μ _н	ρ _н	β	S	P	P _{нас}	G	μ _в	μ _о	intercept term
	-5.044	1171	202.9	18.59	0.674	11.27	0.280	131.8	10.34	-977.4

Table 3. Average values of parameters characterizing bedding conditions, geological-physical and physical-chemical properties of formations and their saturating fluids by groups of facilities

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

Continuation of Table 3

Group of facilities	Parameters								
	μ_H , mPa·s	ρ_H , kg/m ³	β	s , %	P , %	P_{nac} , MPa	G , m ³ /ton	μ_B , mPa·s	μ_0
1 J	1.35	766	1.22	0.37	6.6	8.2	70	0.40	3.40
2 J	1.60	765	1.23	0.34	5.6	7.9	74	0.41	3.90
3 J	0.96	739	1.23	0.41	5.7	8.8	91	0.45	2.20
4 J	0.99	750	1.19	0.41	8.5	9.3	67	0.43	2.23
5 J	0.99	751	1.16	0.43	3.3	11.0	79	0.36	2.92
6 J	0.80	751	1.23	0.78	2.2	10.5	91	0.32	2.49
7 J	0.71	730	1.30	0.67	2.2	12.0	123	0.37	2.02
8 J	0.21	800	1.94	0.20	3.5	31.3	369	0.27	0.78
9 K	5.75	790	1.11	0.47	5.95	5.9	38	0.39	14.74
10 K	0.79	759	1.19	0.79	2.38	10.4	82	0.35	2.33
11 K	0.80	770	1.15	0.31	2.87	13.6	100	0.32	2.46
12 K	1.58	794	1.14	0.80	2.61	8.8	57	0.39	4.13
13 K	2.04	819	1.10	0.59	2.89	8.7	43	0.45	4.43
14 K	0.94	836	1.11	0.35	2.87	8.3	47	0.34	2.76
15 K	1.88	787	1.13	0.80	3.00	8.0	46	0.45	4.43
16 K	0.52	675	1.38	0.09	1.47	14.8	180	0.34	1.53
17 K	0.55	699	1.41	0.11	1.09	21.0	210	0.37	1.48
18 K	0.76	830	1.29	0.20	3.50	17.5	127	0.34	2.21
19 K	0.59	780	1.41	0.21	2.94	19.9	179	0.39	1.44
1-8 J	1.02	750	1.22	0.51	4.58	10.0	90	0.39	2.67
9-19 K	1.29	779	1.18	0.69	2.61	10.3	76	0.39	3.34

Table 4. Facilities percentage in groups by tectonic and stratigraphic confinement

Group of facilities	Percentage of facilities in a group	Tectonic confinement	Percentage of facilities in a tectonic element	Stratigraphic confinement
1	91	ShV	67	J ₃
			33	J ₂ + J ₃ +KV
	9	VP	100	J ₃
2	86	ShV	94	KV
			6	J ₂ + J ₃ +KV
	14	VP	67	KB
			33	J ₃ +KV
3	97	ShV	93	J ₂
			7	J ₂ + J ₃
	3	KS	100	J ₂ + J ₃ +KV
4	79	ShV	100	J ₂
	21	VP	100	J ₂
5	9	ShV	100	J ₂
	91	ShP	100	J ₂
6	60	SVM	96	J ₃
			4	J ₂
	12	SUS	60	J ₃ (J ₀)
			40	J ₂
	14	YaP	17	J ₃ (J ₀)
			33	J ₃
			50	J ₂
			17	J ₃ (J ₀)
	14	HC	33	J ₃
			50	J ₂
17			J ₃ (J ₀)	
33			J ₃	
7	76	NS	85	J ₃
			15	J ₂
	11	SUS	100	J ₃
	4	SSM	100	J ₃
	9	SVM	100	J ₃ (J ₀)
8	100	VV	100	J ₃
9	100	KS	100	al
10	24	SVM	100	Ach
	37	SUS	100	Ach
	5	YaP	100	Ach
	34	NS	100	Ach
11	91	SSM	100	Ach
	9	SVM	100	Ach
12	24	SVM	48	br
			52	v
	50	SUS	100	v
	13	NS	100	v
	13	YaP	100	v
13	62	NS	100	a
	38	YaP	100	br
14	18	SVM	100	g
	18	SSM	100	v
	36	VPV	100	g
	28	VPV	100	a
15	25	SVM	100	a
	10	SUS	100	g
	65	NS	20	br
80			g	
16	100	NM	100	g
17	19	NM	100	g
	36	SES	100	v
	45	BV	20	g

			80	v
18	100	VV	100	Ach
19	73	VV	82	br
			18	v
	27	BV	50	al
			50	a

