

В этом случае процесс забуривания будет максимально быстрым и по исполнению не будет отличаться от процесса искривления скважины с естественного забоя.

Таким образом, устройство позволит производить оперативный спуск и надежное закрепление в стволе скважины, при этом деревянная пробка ограничит скорость углубки на этапе формирования уступа и забуривании нового направления скважины во вмещающие горные породы, что повысит эффективность искусственного искривления скважин отклонителем непрерывного действия фрезерующего типа.

Обобщая вышеизложенное, можно с уверенностью утверждать, что забуривание дополнительных стволов из основного ствола, сложенного твердыми и очень твердыми горными породами, с применением отклонителей непрерывного действия фрезерующего типа можно достичь путем создания таких условий, при которых скорость фрезерования стенки скважины (v_{ϕ}) будет превышать скорость бурения искусственного забоя-пробки (v_6).

Таким образом, разработаны и предложены эффективные варианты технологии и технические средства для реализации сложной операции забуривания нового направления ствола скважины отклонителями в твердых горных породах. Данные технологии могут способствовать более эффективному применению технологий многоствольного бурения и устранения последствий аварий с бурильными трубами, требующими обхода аварийного интервала.

ЛИТЕРАТУРА

1. А. с. 1239250 СССР, МПК E21B 10/00, E21B 7/08. Буровое долото для забуривания нового ствола / Ю.М. Гержберг, С.А. Дюсуше, Т.Г. Старцева, опубл. 23.06.1986, Бюл. № 23.
2. А. с. 1813871 СССР, МПК E21B 10/26. Буровое долото / В.В. Безумов, Н.Р. Раджиев. — № 14953781; опубл. 07.05.1993, Б.И. № 17.
3. А. с. №1756530 СССР, МПК E21B 10/00, E21B 7/08. Долото для направленного бурения / В.В. Нескоромных, Ю.С. Костин, В.Р. Бруев, опубл. 21.08.92 г., Б.И. № 31.
4. Нескоромных, В.В. Методы и технические средства бесклинового забуривания дополнительных стволов скважин с искусственных забоев / В.В. Нескоромных. — МГП «Геонформмарк», 1993. — 55 с.
5. Нескоромных, В.В. Направленное бурение и основы кернометрии: Учебник / В.В. Нескоромных. — М.: Инфра-М, 2015. — 328 с.
6. Пат. на полез. модель 178915 Рос. Федерация, МПК E21B 10/16. Долото для забуривания нового направления ствола скважины с искусственного забоя / В.В. Нескоромных, П.Г. Петенёв, П.Ф. Еловых; патентообладатель ФГАОУ ВО «Сибирский федер. ун-т». — № 2017143959; заявл. 14.12.2017; опубл. 23.04.2018, Бюл. № 12.
7. Пат. на полез. модель 198219 Рос. Федерация, СПК E21B 7/06, E21B 33/12. Устройство для создания деревянного искусственно забоя / В.В. Нескоромных, Д.В. Лысаков, Е.Г. Складаров, И.А. Комаровский; патентообладатель ФГАОУ ВО «Сибирский федер. ун-т». — № 2019145508; заявл. 30.12.2019; опубл. 25.06.2020, Бюл. № 18.
8. Archimed spiral drill bit: United States Patent № 3951220: Int. Classification E21B 9/16, E21B 9/36 / E.L. Phillips Jr., J.D. Carrigan. — Appl. No. 5/498747; filed Aug. 19, 1974; publ. Apr. 20, 1976.

© Нескоромных В.В., Еловых П.Ф., Лысаков Д.В., 2021

Нескоромных Вячеслав Васильевич // sovair@bk.ru
Еловых Павел Федорович // pavlo.rt@mail.ru
Лысаков Дмитрий Викторович // lysackovd@yandex.ru

Артеева Е.А.¹, Ганджумян Р.А.² (1 — ООО MAR consult, 2 — МГРИ-РГГРУ)

СТАТИСТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ВЫДЕЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОБИЛЬНЫХ ИНТЕРВАЛОВ В РАЗРЕЗАХ ПО СКВАЖИНАМ

*Целью исследования является обеспечение более точной оценки насыщения углеводородами слоев продуктивных пластов Самотлорского месторождения АВ1-3, АВ4-5, БВ8 с помощью метода главных компонент совместно с методом ОПУСЗ (обобщенный показатель углеводородного состава). Научная новизна заключается в разработке обобщающей характеристики ранжирования залегающих углеводородов по классам, учитывающей сразу 10 параметров, и совмещении полученных результатов с идентификацией объектов по методу ОПУСЗ. В результате появляется возможность по геометрическому положению нового объекта определять принадлежность углеводорода к классу насыщения и решать спорные вопросы о принадлежности выявленного углеводорода в пласте к конкретному классу. **Ключевые слова:** Самотлорское месторождение, газонасыщенные породы, конденсатонасыщенные породы, нефтегазонасыщенные породы, нефтенасыщенные породы, каротаж, метод главных компонент, классификация продуктивных слоев.*

Arteeva E.A.¹, Gandzhumyan R.A.² (1 — ООО MAR consult, 2 — MGRI-RGGRU)

STATISTICAL METHODS FOR IDENTIFYING HYDROCARBON INTERVALS IN WELL SECTIONS

*The purpose of the research is to provide a more accurate assessment of the content of hydrocarbons in the layers of productive formations of the Samotlorskoye field AV1-3, AV4-5, BV8 using the method of principal components in conjunction the method of composite indicator of hydrocarbon composition. The scientific novelty consists in the development of a generalizing characteristic of the ranking of hydrocarbons by classes, taking into account 10 parameters at once, and the combination of the results obtained with the identification of objects by the method of composite indicator of hydrocarbon composition. As a result, it becomes possible, by the geometric position of the new object, to determine the belonging of the hydrocarbon to the saturation class and to resolve controversial questions about the belonging of the identified hydrocarbon in the reservoir to a specific class. **Keywords:** Samotlor field, gas-saturated rocks, condensate-saturated rocks, oil and gas saturated rocks logs, logging, the method of principal component analysis, classification of productive layers.*

Введение

В условиях наличия большого количества продуктивных пластов и отдельных участков в них нефти и газа с широкими интервалами изменения характера

насыщения возникает необходимость группировки разрабатываемых слоев и выявления относительно однородных групп. С другой стороны, классифицировать слои продуктивных пластов по характеру насыщения на основе большого количества параметров является сложной, а иногда и неразрешимой задачей, поэтому целесообразно воспользоваться методом главных компонент, который позволяет из первоначального массива данных, характеризуемых большим числом параметров, выделить однородные группы объектов на основе существенно меньшего количества факторов (первых нескольких главных компонент). И совместно с идентификацией выделенных объектов с помощью метода ОПУСЗ (обобщенный показатель углеводородного состава) провести более точное распознавание характера насыщения исследуемых слоев в режиме реального времени, что позволит осуществлять более точный подсчет углеводородов в исследуемых пластах.

1. Описание данных, использованных в исследовании

На основе опытных данных, полученных в результате бурения 5 горизонтальных скважин в трех продуктивных пластах АВ1-3, АВ4-5, БВ8 на интервалах бурения от 1870 м до 2620 м Самотлорского месторождения, в ООО «ВНГ — Проект» было выделено две зоны насыщения: газонасыщенная и нефтенасыщенная. В каждой зоне снимались пробы со слоев продуктивных пластов с интервалом в 2,5 м. Таким образом, для газонасыщенной зоны было выделено 170 исследуемых проб, для нефтенасыщенной — 120 [5]. Определим снятые пробы объектом исследования.

В ООО «ВНГ — Проект» был определен характер насыщения этих слоев с помощью следующих методов: метод обобщенного показателя углеводородного состава, метод x -log, метод Старосельского, метод Пикслера, гамма каротажа, резистивиметрии и газового каротажа. Результаты, полученные этими методами, были использованы нами для анализа характера насыщения слоев методом главных компонент. Для этого мы использовали следующие параметры: 1) интенсивность гамма излучения GRCX(API); 2) показатель резистивиметрии PRCECSHX; 3) сумма УВ на конкретной глубине; 4) комплексный показатель характеризующий крепость горных пород (RMR) на конкретной глубине; 5) отношение Пикслера (C1/C2); 6) фактор смачиваемости газа (Wh); 7) отношения легких составляющих к тяжелым (Vg); 8) определитель характерного признака нефти (Ch); 9) соотношения Старосельского В.И. (Кэ); 10) соотношения Старосельского В.И. (Кж) [5].

2. Краткое описание метода главных компонент

Метод главных компонент был предложен Карлом Присоном в 1901 г., и в дальнейшем развит математиками Хотеллингом, Кархуненом и Лоэвом. Метод построен на том, что экспериментальные параметры исследуемых объектов имеют какую-то связь между собой, и поэтому мы можем построить корреляцион-

ную матрицу в N -мерном пространстве экспериментальных параметров [4].

Корреляционная матрица является симметричной матрицей, а симметричная матрица имеет собственные векторы (главные компоненты), которые образуют ортогональный базис в этом N -мерном пространстве. В том случае, когда несколько (M) собственных чисел матрицы заметно превосходят остальные, можно для приближенного описания объектов ограничиться M -мерным пространством собственных векторов этой матрицы (первые главные компоненты, которые соответствуют самым большим собственным числам). Обычно собственные числа выбирают так, чтобы они в сумме составляли 70–80 % от общей суммы дисперсий исходных параметров [8]. Отметим, что каждая главная компонента является линейной комбинацией всех исходных параметров. Таким образом, для описания исследуемых объектов мы используем меньшее число признаков, теряя при этом минимум информации [7]. Это является главной идеей метода главных компонент.

3. Анализ опытных данных методом главных компонент

Классифицировать слои продуктивных пластов по характеру насыщения на основе десяти параметров сложно, так как часто они дают разные результаты относительно одного и того же объекта [1], поэтому целесообразно воспользоваться методом главных компонент, который позволяет из нескольких факторов выделить однородные группы объектов на основе существенно меньшего количества факторов (первых главных компонент), потеряв при этом минимум информации.

Для двух областей — нефтенасыщенной и газонасыщенной были построены ковариационные матрицы (табл. 1–2) из нормированных и центрированных значений по десяти факторам, описывающих характер насыщения, на основе которых выделены собственные значения (табл. 3) для каждого признака и соответствующие им собственные вектора (табл. 4) с помощью Python и его библиотек. Вычисления проводила Артеева Е.А.

При исследовании характера насыщения слоев нефтенасыщенной области первые три главные компоненты несут 80 % общей информации о характере их насыщения, 70 % — при исследовании слоев газонасыщенной области.

Далее, Артеевой Е.А. были сформированы главные компоненты для нефтенасыщенной и газонасыщенной зоны по формуле (1) и представлены на рисунках (1–4) для слоев нефтенасыщенной и газонасыщенной зоны [3]:

$$F_j = \sum_{i=1}^n a_{ij}x_i, \text{ где } i, j = 1, 2, \dots, n \quad (1)$$

где F_j — i -ая главная компонента; a_{ij} — i -ый собственный вектор; x_i — i -ая исходная величина признака (нормированная и центрированная).

Таблица 1
Ковариационная матрица газонасыщенной области

Показатель	GRCX (API)	PRCECSHX	c1/c2	RMR	Сумма УВ	Кэ	Кж	Wh	Ch	Br
GRCX(API)	1,00	0,40	-0,04	-0,33	-0,22	-0,17	0,28	-0,09	-0,03	-0,28
PRCECSHX	0,40	1,00	-0,21	-0,40	-0,27	-0,44	0,58	-0,19	-0,12	-0,59
c1/c2	-0,04	-0,21	1,00	-0,17	-0,35	0,05	-0,23	-0,05	0,72	0,14
RMR	-0,33	-0,40	-0,17	1,00	0,64	0,27	-0,31	0,19	-0,23	0,37
Сумма УВ	-0,22	-0,27	-0,35	0,64	1,00	0,19	-0,20	0,40	-0,48	0,21
Кэ	-0,17	-0,44	0,05	0,27	0,19	1,00	-0,78	0,28	0,14	0,78
Кж	0,28	0,58	-0,23	-0,31	-0,20	-0,78	1,00	-0,27	-0,21	-0,75
Wh	-0,09	-0,19	-0,05	0,19	0,40	0,28	-0,27	1,00	-0,04	0,08
Ch	-0,03	-0,12	0,72	-0,23	-0,48	0,14	-0,21	-0,04	1,00	0,14
Br	-0,28	-0,59	0,14	0,37	0,21	0,78	-0,75	0,08	0,14	1,00

Источник: составлено автором на основе расчетов

Таблица 2
Ковариационная матрица нефтенасыщенной области

Показатель	GRCX (API)	PRCECSHX	c1/c2	RMR	Сумма УВ	Кэ	Кж	Wh	Ch	Br
GRCX(API)	1,00	0,66	0,39	0,29	-0,03	0,60	-0,14	-0,63	0,65	0,69
PRCECSHX	0,66	1,00	0,33	0,21	-0,09	0,56	-0,07	-0,53	0,68	0,63
c1/c2	0,39	0,33	1,00	0,18	-0,02	0,16	-0,48	-0,36	0,39	0,71
RMR	0,29	0,21	0,18	1,00	0,88	0,23	0,05	-0,19	0,14	0,23
Сумма УВ	-0,03	-0,09	-0,02	0,88	1,00	0,07	0,13	0,09	-0,20	-0,07
Кэ	0,60	0,56	0,16	0,23	0,07	1,00	0,01	-0,66	0,42	0,68
Кж	-0,14	-0,07	-0,48	0,05	0,13	0,01	1,00	0,38	0,20	-0,43
Wh	-0,63	-0,53	-0,36	-0,19	0,09	-0,66	0,38	1,00	-0,42	-0,82
Ch	0,65	0,68	0,39	0,14	-0,20	0,42	0,20	-0,42	1,00	0,56
Br	0,69	0,63	0,71	0,23	-0,07	0,68	-0,43	-0,82	0,56	1,00

Источник: составлено автором на основе расчетов

Таблица 3
Собственные числа ковариационной матрицы

Показатель	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	λ_6	λ_7	λ_8	λ_9	λ_{10}
Вмещающая порода (газ)										
Собственное Значений, λ_i	3,65	2,33	1,04	0,97	0,65	0,47	0,31	0,15	0,20	0,23
След матрицы	10									
Вклад λ_i в след матрицы, %	36,45	23,33	10,40	9,66	6,51	4,70	3,12	1,47	2,03	2,33
Накопленная сумма, %	36,45	59,79	70,19	79,85	86,35	91,05	94,17	95,64	97,67	100,00
Вмещающая порода (нефть)										
Собственное Значений, λ_i	4,51	1,91	1,47	0,85	0,43	0,34	0,27	0,13	0,04	0,05
След матрицы	10									
Вклад λ_i в след матрицы, %	45,13	19,15	14,75	8,54	4,27	3,38	2,72	1,25	0,37	0,45
Накопленная сумма, %	45,13	64,27	79,02	87,56	91,83	95,20	97,92	99,18	99,55	100,00

Источник: составлено автором на основе расчетов

Таблица 4

Собственные векторы ковариационной матрицы слоев продуктивных пластов

Газонасыщенная область									
β_1	β_2	β_3	β_4	β_5	β_6	β_7	β_8	β_9	β_{10}
-0,25	-0,04	0,67	-0,02	-0,65	-0,23	-0,10	0,05	-0,04	-0,01
-0,40	0,07	0,26	0,00	0,10	0,80	0,27	0,15	0,10	-0,09
0,06	-0,53	-0,22	0,30	-0,34	0,00	0,51	-0,22	0,35	-0,19
0,32	0,31	-0,29	0,00	-0,51	0,38	-0,43	-0,04	0,14	-0,33
0,25	0,47	-0,06	0,22	-0,28	0,06	0,50	-0,03	-0,32	0,47
0,42	-0,10	0,42	-0,17	0,16	0,23	-0,06	-0,71	0,03	0,12
-0,45	0,16	-0,21	0,07	-0,08	-0,02	-0,24	-0,32	0,51	0,56
0,20	0,15	0,31	0,81	0,25	-0,05	-0,17	0,14	0,26	-0,06
0,04	-0,57	-0,10	0,25	-0,11	0,31	-0,37	0,14	-0,40	0,43
0,44	-0,12	0,14	-0,34	-0,03	0,04	0,07	0,52	0,51	0,34
-0,25	-0,04	0,67	-0,02	-0,65	-0,23	-0,10	0,05	-0,04	-0,01
Нефтенасыщенная область									
β_1	β_2	β_3	β_4	β_5	β_6	β_7	β_8	β_9	β_{10}
0,40	0,03	0,14	0,02	-0,31	0,62	0,54	-0,20	-0,07	-0,02
0,37	-0,01	0,24	0,11	-0,56	-0,64	-0,02	-0,25	-0,02	-0,05
0,29	-0,08	-0,41	0,56	0,41	-0,12	0,17	-0,28	0,20	-0,31
0,15	0,66	-0,13	0,10	-0,13	0,08	-0,17	0,09	0,59	0,33
-0,01	0,70	-0,17	-0,01	0,02	-0,08	0,03	0,02	-0,61	-0,32
0,35	0,09	0,20	-0,52	0,39	-0,28	0,39	0,30	0,23	-0,18
-0,14	0,22	0,69	0,13	0,41	0,03	-0,07	-0,51	0,00	0,09
-0,39	0,07	0,10	0,42	-0,04	-0,25	0,63	0,31	-0,05	0,32
0,33	-0,06	0,40	0,45	0,06	0,16	-0,31	0,60	-0,12	-0,16
0,44	-0,07	-0,18	-0,03	0,28	-0,08	-0,06	-0,04	-0,41	0,72
0,40	0,03	0,14	0,02	-0,31	0,62	0,54	-0,20	-0,07	-0,02
0,37	-0,01	0,24	0,11	-0,56	-0,64	-0,02	-0,25	-0,02	-0,05

Источник: составлено автором на основе расчетов

4. Графическое представление результатов анализа

Результаты проведенного анализа можно представить в виде двумерных графиков (проекция трехмерного пространства на три плоскости). Эти рисунки не дают каких-либо количественных оценок, они имеют исключительно эвристическое значение: на них можно выделить кластерные структуры исследуемых объектов и отдельные выбросы, что позволяет сделать классификацию слоев проективных пластов Самотлорского месторождения с учетом всех 10 измеренных параметров.

Ниже (на рис. 1) представлены результаты наших исследований. Каждая геометрическая точка на последующих рисунках соответствует одному объекту: i -тому слою продуктивного пласта (размером $\sim 2,5$ м) одной из двух исследуемых областей. По оси PC1, обозначенной красным цветом, отложено значение первой главной компоненты объекта, по оси PC2, обозначенной зеленым цветом, отложено значение вто-

рой главной компоненты и по оси PC3, обозначенной синим цветом, отложены значения третьих главных компонент этих объектов. Визуализация выполнена Артеевой Е.А. в программе Geogebra.

На рис. 1 (а, б, в) видно, что центральное облако точек сильно рассеяно и трудно говорить о его структуре. Однако внутри этого облака можно выделить два класса, выделенные красным цветом и отдельные выбросы из них. Эти области требуют дополнительного физико-химического или математического анализа, так как разделение вызывает интерес к природе их происхождения.

На рис. 2 (а, б) мы видим плотное скопление объектов вокруг центра осей и отдельные выбросы; визуально можно выделить два класса, которые представляют интерес для дальнейшего исследования. Также необходимо отметить, что выделенные классы по методу главных компонент имеют одну обобщенную характеристику насыщения слоев, которая учитывает в себе

все десять параметров. Выделенные области требуют самостоятельной интерпретации с помощью дополнительных исследований.

5. Идентификация характера насыщения флюидами слоев нефтеносной области продуктивных пластов Самотлорского месторождения с помощью метода главных компонент и метода ОПУСЗ

В настоящее время для идентификации слоев используются следующими методами: метод обобщенного показателя углеводородного состава, метод коэффициентов Старосельского, метод Пикслера и метод χ -Log [9]. Однако данные методики часто дают разный результат при исследовании одного и того же объекта. Таким образом, необходима общая характеристика, которая позволит правильно ранжировать слои по характеру их насыщения, учитывая все параметры методов одновременно. Для этого мы воспользовались выделенными нами классами методом главных компонент, учитывающие все десять параметров, и идентифицировали характер насыщения этих объектов по методу обобщенного показателя углеводородного состава в нефтенасыщенной области.

Из рис. 3(а) видно, что центральное облако точек, включает в себя объекты, идентифицированные мето-

дом обобщенного показателя углеводородного состава, принадлежащие разным классам насыщения их углеводородами. На рис. 3 видно четкое разделения объектов на три группы: легкая нефть (фиолетовый цвет), газоконденсат (голубой цвет) и нефтеконденсат (зеленый цвет) — объекты которых преимущественно попадают в отдельные части общего облака. Внутри каждой области сгруппировались объекты, принадлежащие своему классу насыщения углеводородами. Отсюда выдвинем предположение, что по геометрическому положению нового объекта можно сказать к какому классу он будет принадлежать. Видно также, что выбросы из центрального облака составляют только объекты одной группы.

Внутри положительной и отрицательной области оси PC3 (3-я главная компонента) и отрицательной области оси PC1 (1-я главная компонента) в основном легли объекты, характеризующие нефть: легкую, тяжелую, продуктивную. Однако также в данную область легли объекты, идентифицированные как нефтеконденсат. Исходя из выдвинутого предположения, можно сделать вывод, что данные объекты возможно были неправильно идентифицированы, либо действительно имеют другую природу, в любом случае данные объекты требуют дополнительных исследований.

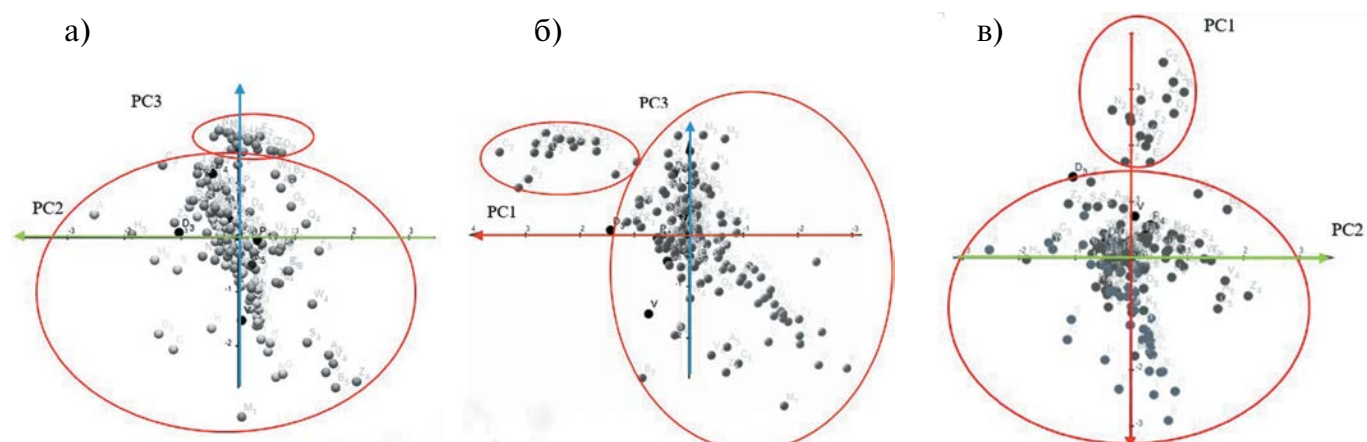


Рис. 1. Распределение объектов в газонасыщенной области: а) в плоскости (PC3, PC2); б) в плоскости (PC3, PC1); в) в плоскости (PC1, PC2). Источник: составлено автором на основе расчетов

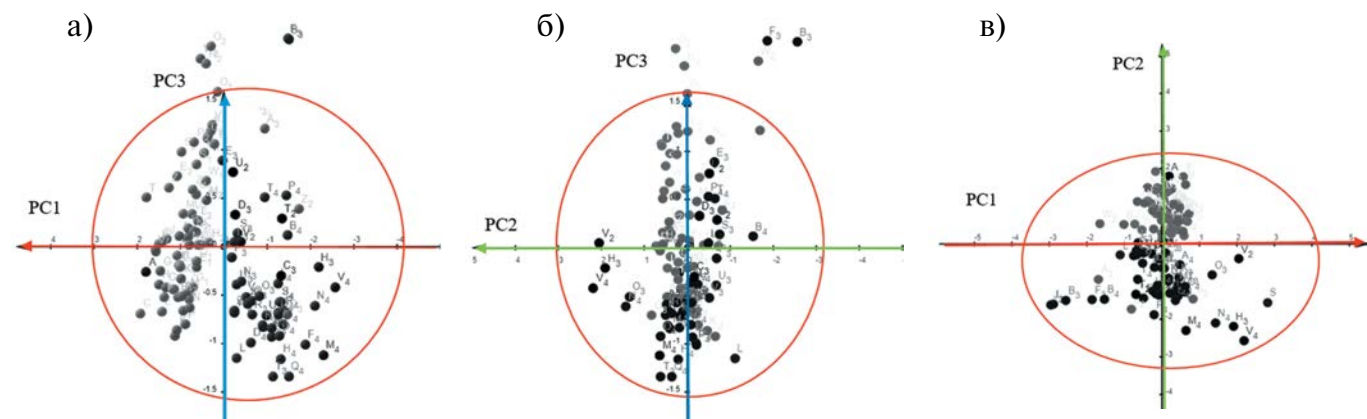


Рис. 2. Распределение объектов в нефтенасыщенной области: а) в плоскости (PC1, PC2); б) в плоскости (PC3, PC1); в) в плоскости (PC3, PC2). Источник: составлено автором на основе расчетов

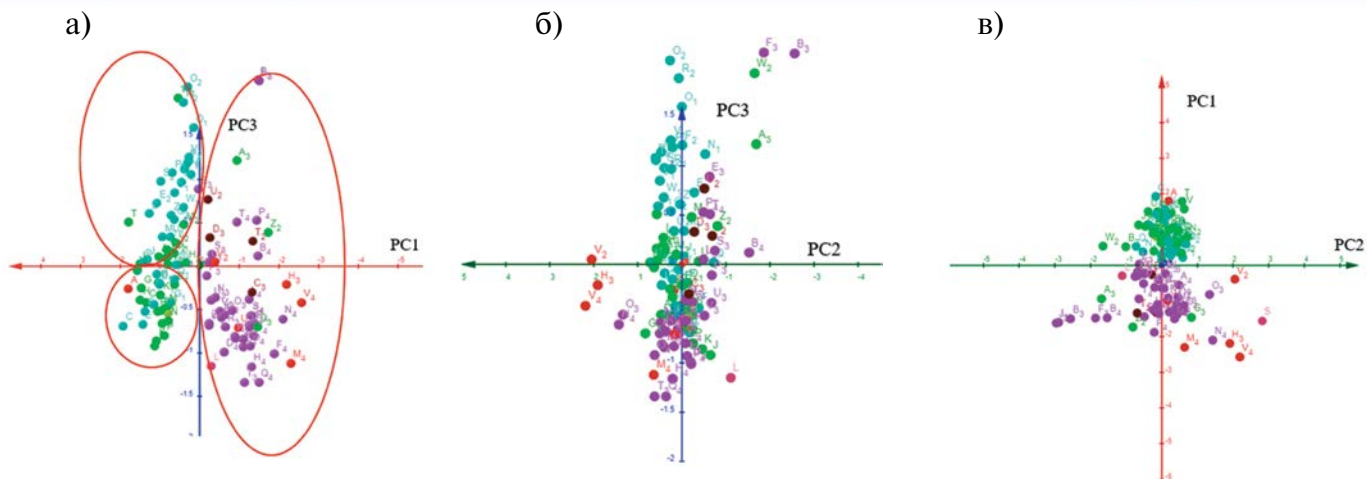


Рис. 3. Распределение исследуемых объектов в нефтенасыщенной области: а) в плоскости (PC3, PC2); б) в плоскости (PC3, PC1), в) в плоскости (PC1, PC2). Розовый цвет — легкая нефть; голубой цвет — газоконденсат; зеленый цвет — нефтеконденсат; бордовый цвет — тяжелая нефть; красный цвет — продуктивная нефть. Источник: составлено автором на основе расчетов

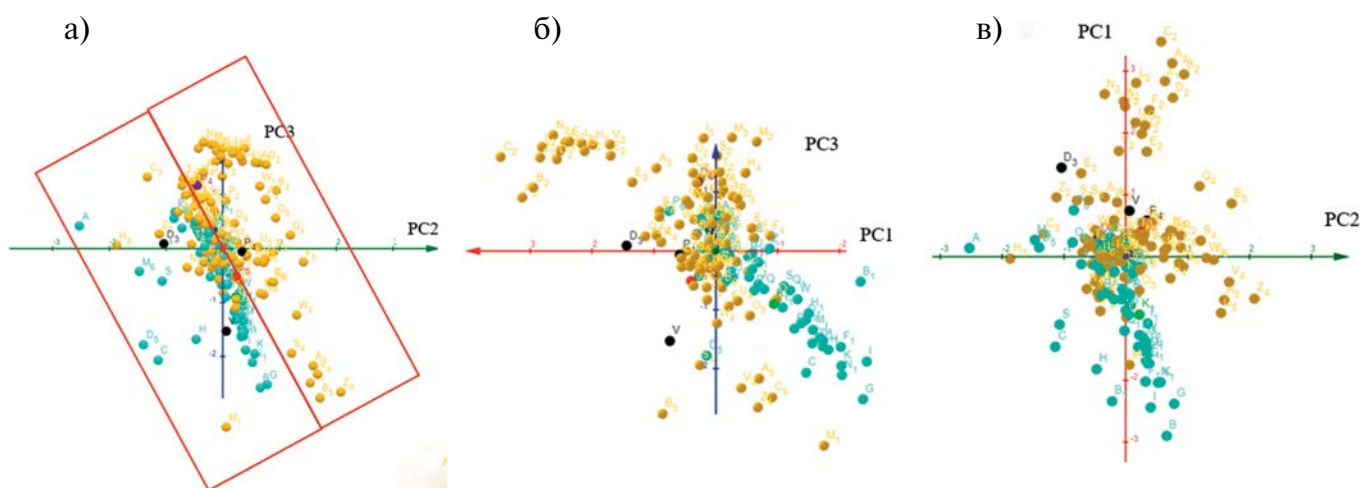


Рис. 4. Распределение исследуемых объектов в газонасыщенной области: а) в плоскости (PC3, PC2); б) в плоскости (PC3, PC1), в) в плоскости (PC1, PC2). Розовый цвет — легкая нефть; голубой цвет — газоконденсат; зеленый цвет — нефтеконденсат; красный цвет — продуктивная нефть; черный цвет — неопределенная область. Источник: составлено автором на основе расчетов

Внутри положительной, с отрицательной областями, оси PC3 (3-я главная компонента) и положительной области оси PC1 (1-я главная компонента) легли объекты, относящиеся в основном к классам конденсата. Внутри положительной оси PC3 и положительной оси PC1 в основном сформировался газоконденсат, а внутри положительной оси PC3 и отрицательной оси PC1 сформировался класс нефтеконденсата. Однако в эти классы также попали объекты из других классов, которые стоит подвергнуть дополнительным исследованиям и присвоить им корректный класс насыщения.

6. Идентификация характера насыщения флюидами слоев газовой области продуктивных пластов Самотлорского месторождения с помощью метода главных компонент и метода ОПУСЗ

Идентифицировав характер насыщения флюидами слоев газовой области продуктивных пластов Самотлорского месторождения с помощью метода главных

компонент и метода ОПУСЗ, мы получили результат, представленный на рисунке 4 (в). Необходимо отметить, что интерес к газонасыщенной области состоит не только в том, чтобы правильно классифицировать объекты на основе двух методов, но также посмотреть насколько будет эффективен метод главных компонент, когда три первые главные компоненты содержат только 70 % информации о первоначальном объекте, а не 80 % как с нефтенасыщенной зоной.

Из рис. 4 (в) видно, что на пересечении главных осей координат сконцентрировано центральное облако объектов и рядом второе малое, а также отдельные выбросы. Это говорит о том, что объекты очень близки по своей природе.

Однако идентифицировав их по методу ОПУСЗ, мы обнаружили, что объекты заняли две разные области этого облака. Также мы можем наблюдать разделение на два класса: газоконденсат и газ. Оба класса сформированы в цепочки, которые накладываются

друг на друга, преимущественно занимая две разные области, обозначенные красным цветом.

Видно, что внутри выделенных классов попадают объекты из другого класса, исходя из ранее выдвинутого предположения, что по геометрическому положению нового объекта можно сказать к какому классу он будет принадлежать; данные объекты могут быть неправильно идентифицированы, и скорее всего принадлежат классам, в которые они попали. Отсюда следует выдвинуть рекомендацию о том, что данные объекты требуют дополнительных физико-химических исследований.

Таким образом, отсутствие 10 % о первоначальной информации значительно повлияло на эффективность метода главных компонент, поэтому разделение внутри осей проходило с меньшей четкостью.

Выводы

Исследование характера насыщения слоев основных продуктивных пластов Самотлорского месторождения АВ1-3, АВ4-5, БВ8 методом главных компонент позволило выделить однородные слои пластов с учетом всех десяти параметров. В процессе анализа были выделены первые три главные компоненты корреляционной матрицы, что позволило сократить размерность пространства параметров с десяти до трех. На основе трех главных компонент получена база для классификации слоев газонасыщенной и нефтенасыщенной зон.

Основные результаты:

1. Выделены первые три главные компоненты, описывающие характер насыщения слоев для нефтенасыщенной области продуктивных пластов АВ(1)3, АВ4-5, БВ8 Самотлорского месторождения, которые содержат в себе до 80 % исходной информации об объекте, для газонасыщенной области — до 70 %. Таким образом, появилась возможность визуализировать характер насыщения, перейдя от десятимерного признакового пространства к трехмерному, теряя при этом минимум информации.

2. Результаты проведенного анализа представлены в виде двумерных графиков (проекция трехмерного пространства на три плоскости). На них можно выделить по две кластерные структуры и отдельные выбросы для газонасыщенной области и нефтенасыщенной области, природа которых требует дополнительных исследований.

3. Идентифицировав объекты на графиках по методу ОПУСЗ в центральном облаке объекты сгруппировались в три класса по характеру насыщения: нефтяной, газоконденсатный и нефтеконденсатный, проведя те же действия с газонасыщенной областью, в центральном облаке объектов также были сгруппированы объекты по классам: газоконденсатному и газовому. Отсюда было выдвинуто утверждение, что по геометрическому положению нового объекта можно распознать его характер насыщения и решать спорные вопросы по его идентификации.

Таким образом, сравнение результатов классификации, полученных разными методами, показало, что объекты, объединенные в одну группу как однородные

по какому-то одному параметру, являются однородными и по методу главных компонент: практически все они попадают в центральный кластер. Однако внутри центрального кластера каждая группа занимает отдельную область. Хотя границы между этими областями не являются очень четкими, тем не менее попадание исследуемого объекта в конкретную область центрального кластера позволяет судить о принадлежности исследуемого объекта к конкретной группе. Это позволяет решать спорные вопросы. Кроме того, наблюдаются и некоторые выбросы объектов из центрального кластера. Природа этих выбросов нам пока не известна.

Рекомендации

В настоящее время данную методику «Статистические методы выделения углеводородобильных интервалов в разрезах по скважинам» можно внедрить в газокаротажную систему FLAIR, которая производит каротаж и анализ флюидов в режиме реального времени, давая информацию о составе пластовых флюидов [10]. Таким образом, обработка данных, получаемых системой FLAIR, с помощью данной методики позволит обеспечить более точную оценку подсчетов углеводородов в пласте.

Также необходимо обратить внимание на объекты, которые идентифицируются только по методу ОПУСЗ как один класс, а по методу главных компонент совмещенного с методом ОПУСЗ попадают в кластер совмещенного с методом другого класса. Данные объекты требуют дополнительных физико-химических исследований, так как с большой вероятностью они будут принадлежать именно классу со схожими признаками из кластера объектов, построенных по методу главных компонент совмещенного с идентификацией ОПУСЗ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ганджумян, Р.А. Практические расчеты в разведочном бурении / Р.А. Ганджумян. — М.: Недра, 1986. — 253 с.
2. Ганджумян, Р.А. Математическая статистика в разведочном бурении: учеб. пособие / Р.А. Ганджумян. — М.: Недра, 1990. — 218 с.
3. Ихсанова, Ф.А. Применение метода главных компонент при ранжировании объектов разработки / Ф.А. Ихсанова, А.И. Ихсанов // Современные технологии в нефтегазовом деле. — 2016: Сб. тр. междунар. науч.-техн. конф.: В 2 т. Уфа: УГНТУ, 2016. — Т. 2. — С. 231–235.
4. Кауфмен, М. Модели геологических процессов. Введение в математическую геологию. Учебник / М. Кауфмен, У. Крамбейн, Р. Мак-Кеммон. — М.: МИР, 1973. — 151 с.
5. Материалы, привезенные с предприятия ООО «ВНГ ПРОЕКТ».
6. Материалы, взятые в интернете из открытого доступа ОДАО «Самотлорнефть».
7. Мешалкин, Л.Д. Прикладная статистика: Классификация и снижение размерности: справоч. изд. / Л.Д. Мешалкин. — М.: Финансы и статистика, 1989. — 607 с.
8. Статья ООО «Петровайзер». Издание: «Каротажник» № 6. — 2015.
9. Сикорский, В.А. Пособие по математическому моделированию. Ч. 2. Создание математической модели эталонных объектов / В.А. Сикорский. — М.: Изд. МГРИ, 2017. — 101 с.
9. The Expanding Role of Mud Logging, Oilfield Review 'Spring 2012: 24, no. 1. Copyright © 2012 Schlumberger.

© Артеева Е.А., Ганджумян Р.А., 2021

Артеева Екатерина Александровна // sunny.arteeva@mail.ru
Ганджумян Рубен Александрович // gandzhumyanra@mgri.ru