

УДК 550.84:543

СТАТИСТИЧЕСКИЙ МЕТОД ИДЕНТИФИКАЦИИ НЕФТЕЙ ВОЛЖСКИХ И НЕОКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ им. Ю. КОРЧАГИНА

© 2018 г. М. В. Шарашкина*, Е. В. Петрухина, А. Ю. Самойленко, Н. Н. Польская

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть», Волгоград, Россия

*E-mail: msharashkina@lukoilmn.ru

Поступила в редакцию 12.10.2017 г.

Представлены результаты обработки компонентного состава нефтей волжских и неоконских отложений месторождения им. Ю. Корчагина (северная часть акватории Каспийского моря) методами статистического анализа. Компонентный состав проб исследовали методом имитированной дистилляции с использованием ГЖХ. По результатам работ для исследованных образцов вычислены значения критериев Фишера и t -критерия Стьюдента, с помощью которых проводилась сравнительная оценка количественного состава нефтей. На основании анализа представленной информации сделан вывод о сходстве компонентного состава нефтей волжского и неоконского надъярусов по среднему значению и дисперсии при уровне значимости 0.05.

Ключевые слова: имитированная дистилляция, фракционный состав, статистика, выборка.

DOI: 10.7868/S0028242118030024

Нефтяная оторочка в неокон-верхневолжских отложениях на месторождении им. Ю. Корчагина рассматривается как единый объект разработки, хотя она распространена в отложениях разного возраста, в ней выделяется неоконская и верхневолжская зоны. Несмотря на гидродинамическую связь внутри резервуара (аргументами наличия гидродинамической связи между залежами являлись величины градиентов давлений при испытании скважин и результаты трассерных исследований [1, 2]) нефти залегают в породах различной литологии (неоконский надъярус представлен терригенными пластами-коллекторами, волжский региоярус – карбонатным коллектором), обладающих различными адсорбционными свойствами, что не может не сказаться на их составе.

Цель настоящего исследования – рассмотрение возможности использования методов математической статистики для выявления статистически значимых различий или сходств нефтей, залегающих в пластах разного возраста, по данным компонентного состава.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

В качестве объекта исследования выбраны образцы флюидов волжского региояруса скважин 11, 12, 13, 14 и скважин 104, 113 и 114, дренирующих неоконский надъярус месторождения им. Ю. Корчагина, отобранных в период с 2012 по 2016 гг. Фракционный состав нефтей изучали по рекомбинированным и поверхностным пробам.

Работа проводилась в несколько этапов:

- сбор первоначального экспериментального материала (составление выборок);
- исключение грубых погрешностей измерений из группы результатов;
- получение числовых характеристик выборки – статистик распределения, а именно: среднего арифметического, среднего квадратичного отклонения, доверительного интервала и дисперсии;
- проверка определенных предположений (статистических гипотез), связанных с параметрами и свойствами генеральной совокупности. Сравнение выборок по критерию Фишера и Стьюдента (t -тест).

Компонентный состав углеводородного сырья определяли методом имитированной дистилляции согласно ГОСТ Р 54291-2010 на хроматографе «Кристалл 2000М» с пламенно-ионизационным детектором (ПИД), капиллярной колонкой МХТ 2887 (10 м × 0.53 мм × 2.65 мкм) с неполярной неподвижной фазой (полидиметилсилоксан), обеспечивающей разделение углеводородных компонентов в соответствии с их температурами кипения [3]. Газ-носитель – гелий. Программирование температуры проводили в следующем режиме: выдержка при 40 °С в течение 1 мин, далее – нагрев до 350 °С со скоростью 10 °С/мин. Обработку результатов проводили с использованием программного комплекса «Анализатор».

За рассматриваемый период проведено исследование 17 образцов нефти волжских отложений (8 проб для скважины 11, по 3 – для скважин 12, 13, 14) и 20 образцов неокомских отложений (10 проб для скважины 114, 7 – для скважины 104 и 3 – для скважины 113). Количество проб нефти для каждой скважины представлял собой объем выборки, измеряемая величина – параметр выборки. В качестве параметра выборки использовали массовую концентрацию фракции нефти C_8-C_{26} , т.к. эта фракция является самой неизменяемой и ее часто называют областью “отпечатков пальцев”. Количественная характеристика исследуемого параметра по скважинам приведена в табл. 1.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

По результатам анализа исследуемых скважин для данной фракции каждой выборки рассчитаны среднее арифметическое, среднее квадратическое

отклонения, дисперсия и доверительный интервал для уровня вероятности 95%. И в дальнейшем во всех расчетах мы использовали уровень значимости равным 0.05. Статистику распределения определяли по известным формулам [4]:

$$\bar{X} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N X; \quad (1)$$

$$S^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (X - \bar{X})^2}{N - 1}; \quad (2)$$

$$\sigma = \sqrt{S^2}; \quad (3)$$

$$\Delta X = 1.96 \frac{\sigma}{\sqrt{N}}, \quad (4)$$

где \bar{X} – среднее арифметическое значение; S^2 – дисперсия, σ – среднеквадратическое отклонение; N – объем выборки (количество проб);

Таблица 1. Количественная характеристика фракции C_8-C_{26}

№ п/п	№ скважины	Содержание фракции C_8-C_{26} , мас.%	№ п/п	№ скважины	Содержание фракции C_8-C_{26} , мас.%
Волжский регион			Неокомский надъярус		
1	11	64.8	33	104	61.4
2	11	65.8	34	104	63.6
3	11	65.7	35	104	63.6
4	11	66.4	36	104	67.0
5	11	64.2	37	104	67.0
6	11	63.8	38	104	65.7
7	11	68.2	39	104	65.6
8	11	68.6	40	104	64.8
9	12	63.1	41	113	63.7
10	12	66.8	42	113	65.9
11	12	64.2	43	113	66.0
12	12	65.8	44	113	64.7
13	12	63.9	45	113	65.2
14	12	65.5	46	113	66.4
15	12	67.3	47	113	66.1
16	12	64.7	48	113	67.0
17	13	66.7	49	114	63.0
18	13	65.4	50	114	68.1
19	13	65.1	51	114	68.1
20	13	66.2	52	114	65.7
21	13	65.4	53	114	65.9
22	13	64.0	54	114	66.4
23	13	66.3	55	114	66.4
24	13	67.1	56	114	66.3
25	14	67.3	57	114	66.0
26	14	67.2	58	114	66.3
27	14	66.0			
28	14	67.1			
29	14	66.4			
30	14	65.0			
31	14	67.2			
32	14	65.2			

Таблица 2. Числовые характеристики выборок

№ скважины	Количество определений	Среднее значение содержания фракции C ₈ –C ₂₆	Среднее квадратическое отклонение	Доверительный интервал	Дисперсия
Волжский регионрус					
11	8	66.0	1.74	1.20	3.02
12	8	65.2	1.46	1.01	2.13
13	8	65.8	1.00	0.69	1.00
14	8	66.4	0.94	0.65	0.88
Неокомский надъярус					
104	8	64.8	1.92	1.33	3.69
113	8	65.6	1.05	0.72	1.10
114	10	66.2	1.42	0.88	2.02

ΔX – доверительный интервал. Расчеты этих величин представлены в табл. 2.

Важнейшим вопросом, возникающем при совместном анализе нескольких выборок, является вопрос о наличии различий между ними. Достоверность различий определяли отдельно для волжских и неокомских отложений с помощью параметрического критерия Стьюдента (сопоставление выборок по среднему значению). Использование данного критерия возможно в случае, если: в выборках отсутствуют грубые промахи, измеряемая величина имеет нормальное распределение и дисперсии сравниваемых выборок однородны [4, 5].

Проверку экспериментальных данных на наличие промахов проводили с помощью критерия Граббса [6], предполагая, что наибольший x_{max} или наименьший x_{min} результат измерений вызван грубыми погрешностями. Используя ранее найденные величины определяли G_1 и G_2 по формулам (5), (6):

$$G_1 = \frac{|X_{max} - \bar{X}|}{\sigma}; \tag{5}$$

$$G_2 = \frac{|\bar{X} - X_{min}|}{\sigma}. \tag{6}$$

Сравнивали полученные результаты с теоретическим значением G_T критерия Граббса при уровне значимости 0.95. Во всех наших расчетах $G_1 < G_T$, $G_2 < G_T$, т.е. ни в одном из проведенных анализов грубая ошибка не была обнаружена.

Тест на нормальность из-за малого объема каждой выборки мы не проводили, но согласно литературным данным для нефтей строго установлена универсальная закономерность нормального распределения фракций по температурам кипения, независимо от ее происхождения и возраста [7].

Однородность дисперсий проверяли по критерию Фишера: $F = \frac{S_1^2}{S_2^2}$, $S_1^2 > S_2^2$. Вычисленные значения критерия Фишера сопоставляли

с табличными значениями $F_{крит}$ при уровне значимости 0.05 и степеням свободы $k_1 = n_1 - 1$ и $k_2 = n_2 - 1$ (где n_1 – объем большей выборки). Результаты сравнительного анализа дисперсий представлены в табл. 3.

Индексы 11–12, 11–13 и т.д. показывают, что сравнивались попарно скважины 11 и 12, 11 и 13 и т.д. соответственно.

Из табл. 3 видно, что критерий Фишера расчетный для всех рассматриваемых скважин меньше табличного значения; это означает, что с вероятностью 95% дисперсии сравниваемых выборок по исследуемому параметру равны (в статистических данных нет случайных грубых ошибок, измерения имеют примерно одинаковую точность) и можно использовать критерий Стьюдента.

Вычисление t -критерия Стьюдента проводили с помощью программного обеспечения Excel, используя двухвыборочный t -тест с одинаковыми

Таблица 3. Проверка однородности дисперсий по критерию Фишера

Рассчитанное значение F -критерия	Табличное значение F -критерия при уровне значимости 0.05	Сравнение F -критериев
Волжский регионрус		
$F_{11-12} = 1.42$	3.79	$1.42 < 3.79$
$F_{11-13} = 3.01$	3.79	$3.01 < 3.79$
$F_{11-14} = 3.43$	3.79	$3.43 < 3.79$
$F_{12-13} = 2.12$	3.79	$2.12 < 3.79$
$F_{12-14} = 2.42$	3.79	$2.42 < 3.79$
$F_{13-14} = 1.14$	3.79	$1.14 < 3.79$
Неокомский надъярус		
$F_{104-113} = 3.36$	3.79	$3.36 < 3.79$
$F_{104-114} = 1.82$	3.29	$1.82 < 3.29$
$F_{113-114} = 1.84$	3.68	$1.84 < 3.68$

Таблица 4. Результаты расчета t -критерия Стьюдента

Рассчитанное значение t -критерия	Табличное значение t -критерия при уровне значимости 0.05	Сравнение t -критериев
Волжский региоярус		
$t_{11-12} = 0.98$	2.14	$0.98 < 2.14$
$t_{11-13} = 0.23$	2.14	$0.23 < 2.14$
$t_{11-14} = 0.67$	2.14	$0.67 < 2.14$
$t_{12-13} = 1.00$	2.14	$1.00 < 2.14$
$t_{12-14} = 2.05$	2.14	$2.05 < 2.14$
$t_{13-14} = 1.31$	2.14	$1.31 < 2.14$
Неокомский надьярус		
$t_{104-113} = 1.03$	2.14	$1.03 < 2.14$
$t_{104-114} = 1.76$	2.12	$1.76 < 2.12$
$t_{113-114} = 0.97$	2.12	$0.97 < 2.12$

дисперсиями. Данный метод заключался в проверке нулевой гипотезы о том, что средние значения содержания фракций C_8-C_{26} в сравниваемых скважинах не различаются. Проверку гипотезы проводили, сравнивая полученное $t_{расч}$ с критическим (табличным) значением этого показателя $t_{кр}$ (табл. 4).

Как следует из табл. 4, для исследуемых скважин 11, 12, 13 и 14 волжского региояруса и для скважин 104, 113 и 114 неокомского надьяруса $t_{расч} < t_{кр}$, следовательно, расхождение между средними значениями по такому показателю как массовое содержание фракций C_8-C_{26} является статистически незначимым и результаты по каждому пласту можно рассматривать как одну выборочную совокупность в пределах данного месторождения.

Следующим этапом работы было сопоставление нефтей волжского региояруса и неокомского надьяруса между собой. Результаты сопоставления двух выборок по критерию Фишера и t -критерию Стьюдента при уровне значимости 0.05 приведены в табл. 5. Полученные данные свидетельствуют, что с вероятностью 95% сравниваемые группы нефтей не различаются по массовому содержанию фракций C_8-C_{26} .

Таким образом, в данной работе рассмотрена возможность использования методов математической статистики для проведения сравнительной характеристики нефтей по такому показателю, как суммарное содержание фракций C_8-C_{26} . С помощью F -теста для дисперсии и t -теста для независимых выборок с использованием критерия Стьюдента нами установлено:

– сходство компонентного состава нефтей волжского региояруса скважин 11, 12, 13 и 14 месторождения им. Ю. Корчагина;

– сходство компонентного состава нефтей неокомского надьяруса скважин 104, 113 и 114 месторождения им. Ю. Корчагина;

– на текущем этапе разработки сходство компонентного состава нефтей волжского и неокомского надьярусов по среднему значению и дисперсии при уровне значимости 0.05.

Полученные результаты полностью подтверждают данные гидродинамических и индикаторных исследований о наличии гидродинамической связи между волжскими и неокомскими продуктивными отложениями.

Таблица 5. Сопоставление нефтей волжских и неокомских отложений

Возраст	Кол-во определений	Среднее значение содержания фракции C_8-C_{26}	Дисперсия	Рассчитанное значение F -критерия	Табличное значение F -критерия при уровне значимости 0.05	Рассчитанное значение t -критерия	Табличное значение t -критерия при уровне значимости 0.05
Волжский региоярус	32	65.83	1.80	1.34	1.87	0.59	2.00
Неокомский надьярус	26	65.60	2.41				

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анисимов Л.А., Воронцова И.В., Левченко В.С., Берзина К.С., Делия С.В., Семикин Д.А., Жаковщиков А.В., Трунов Н.М. // Вопросы геологии и обустройства месторождений нефти и газа. Сб. статей. Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ВолгоградНИПИморнефть", Волгоград. 2013. № 72. С. 102.
2. Касьянова Н.А., Левченко В.С., Воронцова И.В., Анисимов Л.А., Попова П.Ф., Голенкин М.Ю., Халиуллов И.Р // Геология нефти и газа. 2015. № 5. С. 23.
3. ГОСТ Р 54291-2010 Газохроматографический метод определения распределения компонентов по диапозону температур кипения М.: Стандартинформ, 2011.
4. Вершинин В.И., Перцев Н.В. Планирование и математическая обработка результатов химического эксперимента: учебное пособие. Омск: Издательство ОмГУ, 2005. 217 с.
5. Смирнов М.Б. Основы обработки экспериментальных данных. Курс лекций. Учебное пособие для химиков и геохимиков. М.: ИНХС РАН. 2013. www.ips.ac.ru
6. ГОСТ Р 8.736-2011 ГСИ Измерения прямые многократные. Методы обработки результатов измерений. Основные положения М.: Стандартинформ, 2013.
7. Эйгенсон А.С. Избранные труды. Уфа: Издательство ГУП ИНХП РБ. 2012. 616 с.