

УДК 622.276.5

ПОСТРОЕНИЕ РЕГРЕССИОННОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ В ПРОГРАММЕ STATISTICA

Дроздов А.С.¹

¹ТИУ- Тюменский Индустриальный Университет, Россия, Тюмень, e-mail:

dro3d96@gmail.com

Прогнозирование вязкости нефти в зависимости от ее физико-химических свойств является одной из актуальных производственных задач в добыче углеводородов. Эту задачу предлагается решить с помощью метода регрессионного анализа. Регрессионный анализ — набор статистических методов исследования влияния одной или нескольких независимых переменных на зависимую переменную. Поскольку наиболее влияющими факторами, влияющими на вязкость нефти, являются ее плотность и содержание в ней асфальтенов, парафинов и смол, в работе рассматривается их влияние на кинетическую вязкость нефти.

Ключевые слова: Вязкость нефти, регрессионный анализ, статистика, нефти средней плотности.

CONSTRUCTION OF A REGRESSION MODEL FOR PREDICTING THE OIL VISCOSITY OF WESTERN SIBERIA FIELDS IN THE STATISTICA PROGRAM

Droz dov A. S. ¹

¹TIU-Tyumen Industrial University, Russia, Tyumen, e-mail: dro3d96@gmail.com

Predicting the viscosity of oil depending on its physical and chemical properties is one of the most important production tasks in the production of hydrocarbons. This problem is proposed to be solved using the method of regression analysis. Regression analysis is a set of statistical methods for studying the influence of one or more independent variables on a dependent variable. Since the most influential factors affecting the viscosity of oil are its density and the content of asphaltenes, paraffins and resins in it, their influence on the kinetic viscosity of oil is considered in this paper.

Keywords: oil viscosity, regression analysis, statistics, medium density oil.

За независимые переменные принимаются плотность и содержание в ней асфальтенов, парафинов и смол. Зависимой переменной будет принята кинематическая вязкость нефти. Уравнение регрессии имеет вид:

$$y = b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_3 + b_4x_4 \quad (1)$$

где y – кинематическая вязкость нефти, x_1 – плотность нефти, x_2 – массовое содержание серы, x_3 – массовое содержание парафинов, x_4 – массовое содержание асфальтенов.

Для построения регрессионной модели были выбраны данные по нефтям с различных пластов двух месторождений: Вынгапуровского и Еты-пуровского. Данные по физико-химическим свойствам нефтей представлены в таблице 1.

Таблица 1. Физико-химические свойства исследуемых нефтей.

Месторождение	Число пластов или пласт	Число годных проб	Плотность нефти при темп. 20 гр кг/м ³	Кинематическая вязкость, мм ² /с при темп. 20 гр,ц	Массовое содержание, %		
					асфальтенов	смол	парафина
Вынгапуровское	8.	10	856	6,4	0,75	4,3	4,7
	БВ 8	10	856	8,3	0,58	4,7	5,5
	БП 6	10	856	4,8	0,74	3,9	5,7
	БП 8	10	857	4,3	0,86	4	6,2
	БП10	10	857	8,4	0,76	4,6	3,9
	БП1820	10	857	5,5	0,38	3,4	2,8
	ЮП 1	10	857	4,9	0,36	4,3	3,8
		10	857	5,6	1,15	4,4	5,1
	АП 1	10	857	3,8	0,16	3,3	4,6
Еты-пурское	8.	7	869	6,7	0,18	3	4,4
	БП 7	7	869	9,3	0,16	3,7	4,2
	БП10	7	869	5,7	0,12	2,8	2,1
	БП12	7	869	5	0,13	2,8	2,9
	БП16	7	870	7	0,21	3,6	3,6
	ЮП 1	7	870	6,8	0,56	4,5	2,5
	ЮП 2	7	870	2,1	-	0,4	9,2
	ЮП 3	7	870	2,3	0,05	0,9	7,4

		7	870	7,6	0,13	2,6	6,2
--	--	---	-----	-----	------	-----	-----

Проверка регрессионной модели для нефти Вынгапуровского месторождения представлена на рисунке 1/

Variable	Predicting Values for (Статистика, легкие нефти) variable: кинематическая вязкость, мм ² /с при темп 20, гр.ц		
	b-Weight	Value	b-Weight * Value
плотность нефти при темп.20 гр кг/м³	-1,11147	858,0000	-953,639
массовое содержание асфальтенов, %	0,68649	0,1600	0,110
массовое содержание смол, %	2,73017	3,3000	9,010
массовое содержание парафинов, %	-0,82985	4,6000	-3,817
Intercept			950,101
Predicted			1,764
-95,0%CL			-6,568
+95,0%CL			10,096

Рисунок 1. Проверка регрессионной модели для нефти Вынгапуровского месторождения.

Проверка модели производится значением вязкости пласта АП1, которое в модели не учтено. Исходя из модели вязкость нефти данного пласта 1,764 мм²/с, при его реальной вязкости 3,8 мм²/с. Коэффициент детерминации R²=0,67.

Проверка регрессионной модели для нефти Еты-пуровского месторождения представлена на рисунке 2.

Variable	Predicting Values for (Статистика, легкие нефти) variable: кинематическая вязкость, мм ² /с при темп 20, гр.ц		
	b-Weight	Value	b-Weight * Value
плотность нефти при темп.20 гр кг/м³	-0,250334	870,0000	-217,790
массовое содержание асфальтенов, %	-0,024036	0,1300	-0,003
массовое содержание парафинов, %	-0,326937	6,2000	-2,027
Intercept			225,330
Predicted			5,510
-95,0%CL			2,077
+95,0%CL			8,942

Рисунок 2. Проверка регрессионной модели для нефти Еты-пуровского месторождения.

Проверка модели производится значением вязкости пласта без указанного наименования, которое в модели не учтено. Так же, из данной модели было исключено массовое содержание смол, так как оно определяется моделью как не влияющее на вязкость.

Исходя из модели вязкость нефти данного пласта 5,51 мм²/с, при его реальной вязкости 7,6 мм²/с. Коэффициент детерминации R²=0,93.

Так же была предпринята попытка построить общую модель для обоих месторождение. Но данная модель обозначает содержание парафинов и асфальтенов как не влияющие на вязкость факторы, что противоречит физическому смыслу. Также, эта модель имеет очень низкий R²=0,41.

Основные выводы:

1. Регрессионные модели для нефти различных месторождений могут иметь существенно отличающуюся достоверность, которая отражается значением R².
2. Для нефти Еты-пуровского месторождения модель имеет приемлемое значение R² и хорошую достоверность.
3. Регрессионная модель, построенная на данных нескольких месторождений, даже с несущественно отличающейся плотностью не может быть применена, ввиду низкой точности прогноза.

Список литературы

1. Е.В. Бобров, Расчетные методы определения физико-химических характеристик пластовых углеводородных систем в процессе разработки месторождений: дис. ... физ. хим. наук . ТюмНГУ, Тюмень, 2006.
2. Р.М. Галикеев, исследование закономерности структурообразования парафиносодержащих нефтей в системе добычи и нефтесбора: дис. ... канд. тех. наук. ТюмНГУ, Тюмень, 2011.
3. Р.М. Галикеев Анализ расчетных методов определения температуры насыщения нефти парафином / С.А. Леонтьев // Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: сб. научн.тр.; под ред. С.И. Грачева. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – С. 312-316.
4. Аб. Г. Рзаев, И.А. Нуриева, Г.Р. Мустафаева, Оценка реологических характеристик аномальных нефтей и нефтяных эмульсий // Новые методы и технологии, 2016, №3, с. 55-57.
5. Такаева М.А. Мусаева М.А., Кириллова Л.Б. и др. Интенсификация процесса подготовки и переработки грозненских нефтей // Материалы международной научно-технической конференции «Актуальные проблемы технических, естественных и гуманитарных наук». Уфа: УГНТУ, 2010. С.47-50.