

УДК 622.32
ББК 65.304.13
В93

Сборник посвящается памяти **Расима Нагимовича Дияшева** (27.07.1935–23.07.2012) – выдающегося геолога, доктора технических наук, заслуженного деятеля науки и техники Российской Федерации, заслуженного деятеля науки и техники Татарской АССР

Научный редактор:
доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик АН РТ **Р.Х. Муслимов**

Редакционная коллегия:
Р.К. Сабилов – кандидат химических наук
Р.Р. Ибатуллин – доктор технических наук, профессор, академик АН РТ
Г.В. Романов – доктор химических наук, профессор, член-корреспондент АН РТ
Н.С. Гатиятуллин – доктор геолого-минералогических наук
Ю.А. Волков – кандидат физико-математических наук
Т.В. Гилязова
А.В. Байгильдеев

Рецензенты:
кандидат геолого-минералогических наук, доцент **В.М. Смелков**
доктор технических наук, профессор **Н.Ю. Башкирцева**

В93 Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений: материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Фэн», 2012. – 380 с.

Сборник включает материалы, представленные на Международную научно-практическую конференцию «Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений», проводимой в Казани с 5 по 7 сентября 2012 г.

Запасы тяжелых и высоковязких нефтей превышают запасы легких и маловязких нефтей и являются важнейшей частью сырьевой базы нефтяной отрасли России и других нефтедобывающих стран мира. Поэтому разработке залежей высоковязких нефтей в последнее время уделяется всё большее внимание. Именно проблемам эффективного освоения значительных запасов природных битумов и высоковязких нефтей, широкомасштабного применения новых комплексных технологий увеличения нефтеотдачи посвящены материалы конференции.

Книга предназначена для широкого круга специалистов в области разработки нефтяных месторождений, а также для преподавателей, аспирантов и студентов высших учебных заведений соответствующих специальностей.

ISBN 978-5-9690-0177-2

© Академия наук РТ, 2012
© Издательство «Фэн», 2012

ся прогнозные расчетные количественные показатели: добыча нефти, добыча жидкости, объем закачки, дополнительная добыча от мероприятий, окупаемость, рентабельность, индексы доходности затрат и инвестиций и др.

2. Разработанный инструмент предлагается использовать для экспресс-оценки (оперативного расчета) прогнозной эффективности запланированных ГТМ, оптимизации инвестиционного портфеля и мониторинга фактических и расчетных данных по участкам.

3. Выполненная работа имеет актуальность для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ СТАТИСТИКИ С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО ОБЪЕМА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ ПРИ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПЕРМСКИХ БИТУМОВ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН (НА ПРИМЕРЕ АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ)

Р.Р. Сурмашев, Б.В. Успенский, Н.М. Низамутдинов *(Казанский (Приволжский) федеральный университет)*
А.Х. Галимов *(Skolkovo Tech)*

При проведении геологических поисковых работ, использующих те или иные признаки геологических объектов, часто возникает задача оценки, являются ли значения достоверными и оптимальными. На стадии поиска и разведки необходимо знать, достаточно ли имеющихся данных для определения пористости и битумонасыщенности при подсчете запасов. Особую актуальность эта работа приобретает при подсчете запасов природных битумов, так как разработка этого типа углеводородов является для Татарстана новой областью нефтяной промышленности.

С точки зрения выявления оптимального объема ядерной информации были выбраны наиболее детально изученные и достаточно хорошо охарактеризованные керном (и результатами лабораторных анализов) битуминозные отложения уфимского возраста Ашальчинского месторождения. Выбор данного объекта для изучения был обусловлен также тем фактом, что отложения Шешминского горизонта в основном сложены терригенными породами, а именно песчаниками и глинистыми породами. Из мирового опыта применения геостатистики мы можем утверждать, что терригенные породы лучше подчиняются законам математической статистике.

Для анализа были выбраны 25 скважин Ашальчинского месторождения, которые были пробурены с отбором керна. По керновому материалу данных скважин коллективом Казанского федерального университета было проведено более 2500 лабораторных анализов пористости и 2500 анализов битумонасыщенности. Стоит учесть и большое количество анализов, проведенных в ТатНИПИ. Соответственно встает вопрос о целесообразности отбора такого количества керна и проведения такого количества анализов.

На первой стадии работы было решено отбросить скважины, по которым было проведено менее 75 анализов пористости и 75 анализов битумонасыщенности (Для получения корректных данных).

Таким образом, мы получили 10 скважин для полновесного анализа. Для небольшого по размерам, площади и толщине месторождения данного количества информации вполне достаточно. К анализу были допущены скважины:

№ скважины	Количество отобранных образцов из шешминской пачки	Количество проведенных анализов	Анализ пористости и битумонасыщенности
227	89	712	178
235	134	1072	268
236	117	936	234
238	139	1112	278
239	117	936	234
555	281	1405	562
579	98	490	196
606	109	545	218
633	146	730	292
634	231	1155	462
Итого	1461	9093	2922

В данной таблице указаны отобранные скважины, общее количество проведенных по ним различных анализов и отдельно анализы по определению пористости и битумонасыщенности. На стадии математического анализа данных одним из важнейших пунктов является определение закона распределения наблюдаемых данных. Для этого было решено использовать математическую программу, позволяющую загружать данные и проверять характер распределения (а также другие статистические параметры, такие как дисперсия, стандартное отклонение, медиана и другие) автоматически. Результаты анализов выводились в виде таблиц:

	Пористость	Кoeff. битумонасыщ.
Стд. ошибка среднего	1,063478086	0,707046646
Медиана	32,9	8,6
Стд.отклонение	5,422695512	3,535233231
Дисперсия	29,40562662	12,497874
Асимметрия	-1,174525357	-0,131632405
Стд. ошибка асимметрии	0,455560228	0,463683501
Экссесс	1,162359336	-1,216571335
Стд. ошибка эксцесса	0,88650853	0,901720546
Размах	21,71	11,47
Минимум	16,26	2,73
Максимум	37,97	14,2

Одновыборочный критерий Колмогорова-Смирнова			
N		26	25
Нормальные параметры	Среднее	31,52884615	8,7036
	Стд. отклонение	5,422695512	3,535233231
Статистика Z Колмогорова-Смирнова		0,838382064	0,582937797
Асимпт. знч. (двухсторонняя)		0,483136281	0,886036535
		Норм.распред.	Норм.распред.

В данной таблице представлен результат обработки данных скважины 229. Нормальность распределения была проверена по всем имеющимся скважинам, вне зависимости от количества анализов.

В целом картина оказалась такой, какой мы и предполагали: параметры пористости и битумонасыщенности подчиняются закону нормального распределения по всем имеющимся скважинам. Однако картину портили так называемые «ураганные» значения, которые было решено отбросить как недостоверные. Причиной появления данных значений могут являться ошибки как на стадии отбора керна, так и во время анализа данных. Пренебречь этими данными мы имеем полное право в соответствии с принципом практической невозможности маловероятных событий.

Нормальный характер распределения наблюдаемых данных свидетельствует о том, что результаты анализа пористости и битумонасыщенности подчиняются основным законам математической статистики, характеризуются однородной совокупностью коллекторов по пористости и битумонасыщенности, хорошей прогнозируемостью и определенной направленностью (об этом говорит наличие доминирующего класса распределения значений). Последний тезис хорошо подтверждается графическим анализом – абсолютно все гистограммы распределений имеют условно симметричную форму с ярко выраженным единственным максимумом.

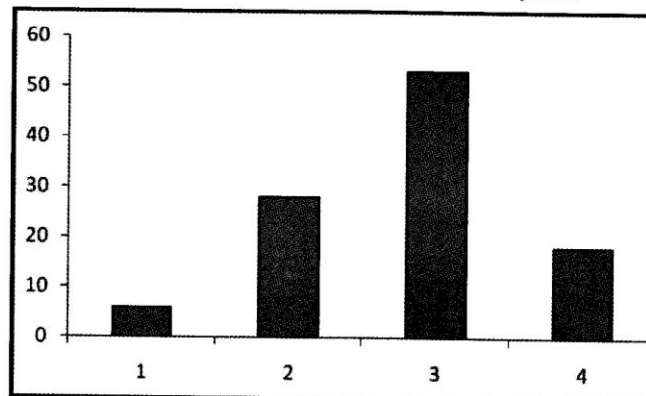


Рис. 1.

На данной гистограмме (рис. 1) приведены данные по распределению пористости по классам в скважине № 606.

Все анализы и полученные данные на стадии поиска и разведки месторождений в основном используются для подсчета запасов.

Подсчет запасов Ашальчинского месторождения производился различными авторами по различным методам. Однако за основу принимается работа ТатНИПИ, в которой были использованы средние значения пористости и битумонасыщенности (объясняется это нормальным законом распределения подсчетных параметров). Следующей целью было определение этих самых средних значений каждого из параметров по всем скважинам. Средние значения подсчитывались методом определения средней арифметической по каждой скважине.

Помимо средних значений, были подсчитаны среднеквадратичные отклонения по каждому из параметров.

Соответственно встает вопрос: как сильно повлияет уменьшение количества анализов (а значит и данных) на средние значения. Рассматривались 3 возможных варианта: 100% анализов, 50% анализов, 33% анализов. Уменьшение количества данных в 2 раза производилось отбросом данных через один. Соответственно получали новые базы данных, по которым аналогичным образом подсчитывались средние значения параметров и среднеквадратичные отклонения. Уменьшение количества данных до 33% производилось путем отбрасывания данных каждых двух из трех образцов. Так же была составлена новая база данных и подсчитаны необходимые параметры. На основе полученных данных мы имеем возможность сравнить средние значения пористости и битумонасыщенности при 100%, 50% и 33% объема данных:

№ скв	Параметры	Значения пористости			Значения битумонасыщенности		
		100%	50%	30%	100%	50%	30%
227	Среднее значение	33,0095506	32,99333	33,13067	10,04667	10,1961	10,4463
	Среднеквадратичное отклонение	3,70158117	3,421258	3,371979	3,054392	2,832961	3,05
235	Среднее значение	33,5847368	33,67388	33,51111	10,55624	10,38597	10,57711
	Среднеквадратичное отклонение	2,97025038	2,857001	2,597965	2,019302	2,135714	2,138383
236	Среднее значение	33,5121739	33,77069	33,20923	11,06	11,22	10,94051
	Среднеквадратичное отклонение	3,18464244	3,21511	3,343048	2,136855	2,101042	2,222451
238	Среднее значение	33,0464444	33,15882	32,58222	10,44341	10,55261	10,29022
	Среднеквадратичное отклонение	2,48820163	2,657706	2,55266	1,961044	2,132201	2,288843
239	Среднее значение	34,1516239	33,98492	33,79179	11,30835	11,71293	11,45846
	Среднеквадратичное отклонение	2,57509371	2,91284	2,396362	2,91284	2,127048	2,534884
555	Среднее значение	27,4731387	27,4365	27,59891	6,442206	6,381773	6,366064
	Среднеквадратичное отклонение	3,38271632	3,378352	3,474668	2,512599	2,504566	2,484025
579	Среднее значение	33,4035417	33,65292	32,92156	7,665	7,833673	7,765152
	Среднеквадратичное отклонение	2,44867693	2,195088	2,516288	2,812134	2,5162	2,744005
606	Среднее значение	33,81	33,71302	34,14914	6,652661	6,918364	6,42
	Среднеквадратичное отклонение	2,16321322	2,394344	1,880054	3,117123	3,210948	3,117123
633	Среднее значение	29,9377397	29,65836	30,25265	6,38774	6,452192	6,426939
	Среднеквадратичное отклонение	3,27630592	3,086899	3,304028	2,579374	2,59794	2,703161
634	Среднее значение	31,2062673	31,16917	30,88342	5,375844	5,446897	5,25961
	Среднеквадратичное отклонение	3,62995047	3,511412	3,824664	2,582318	2,654626	2,471349
Среднее по скважинам		32,31352	32,32116	32,20307	8,59391	8,71005	8,59503
Среднеквадратичное отклонение по скважинам		2,98206	2,963	2,92618	2,51111	2,50899	2,57769
Разница							
		100%-50%			100%-30%		
Пористость		0,00764			0,11045		
Битумонасыщенность		0,11614			0,00112		

Проанализировав полученные результаты, мы можем сказать, что изменение количества данных по пористости и битумонасыщенности не влияет на средние значения параметров (разница примерно 0,1%), а следовательно не влияет на подсчет запасов!

Цифровые значения хорошо подтверждаются и графическим анализом (рис. 2).

В классической геологической статистике график энтропии строится по зависимости от количества образцов. В нашем случае, мы так же отталкивались от количества образцов, но привязывали их к нефтенасыщенной толщине пласта. Это обусловлено необходимостью сравнения энтропии для различного количества данных. Ниже приведен пример такого сравнения (рис. 3):

Форма кривых не должна смущать своим поведением. Дело в том, что в классическом понимании график энтропии должен выполаживаться с набором информации. В данном случае такую картину мы не наблюдаем в связи с тем, что распределение пористости и битумонасыщенности по разрезу имеет определенную зональность – ближе к подошве битумонасыщенного участка пласта пористость и битумонасыщенность уменьшаются, следовательно, появляются в объеме выборки значения, приуроченные к новым классам. Природа такого явления вполне объяснима тем, что в подошвенной части увеличивается процент содержания воды. Влияние данного фактора на битумона

сыщенность вполне логична, а для пористости имеет место замещение битумного цемента на другой вид цемента.

Анализируя данные графики, мы можем сказать, что уменьшение числа данных также не влияет на скорость набора геологической информации. Нас не интересует поведение кривых энтропии, нас интересует схожесть их форм. Резюмируя все вышесказанное и проанализированное, мы можем сделать следующие выводы:

1) Параметры пористости и битумонасыщенности подчиняются нормальному закону распределения, что согласуется с общепризнанными канонами, относящимися к терригенным породам. Нормальность распределения, в свою очередь, позволяет нам при подсчете запасов использовать средние значения параметров.

2) Уменьшение количества данных не влияет на подсчетные параметры при подсчете запасов природных битумов. Это хорошо иллюстрируется цифровыми выкладками, гистограммами распределения и графиками энтропии.

3) Уменьшение количества данных подразумевает уменьшение количества анализов, что, в свою очередь, влечет экономию средств на лабораторных анализах.

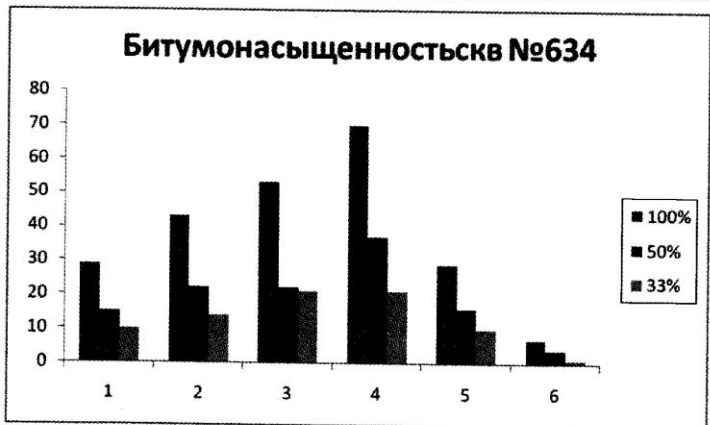
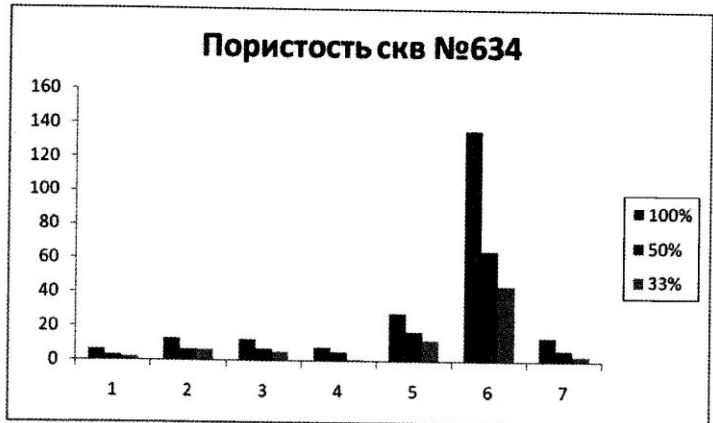


Рис. 2.

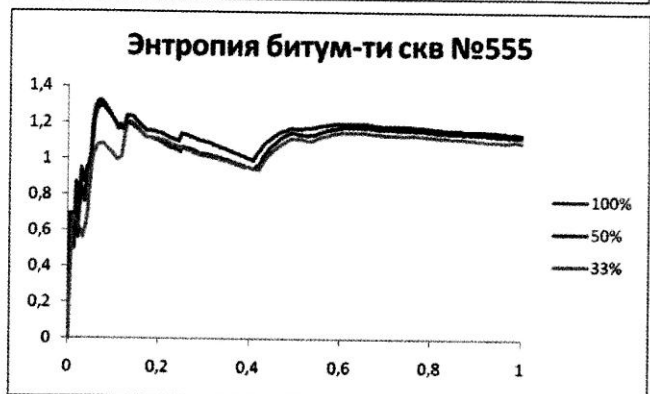
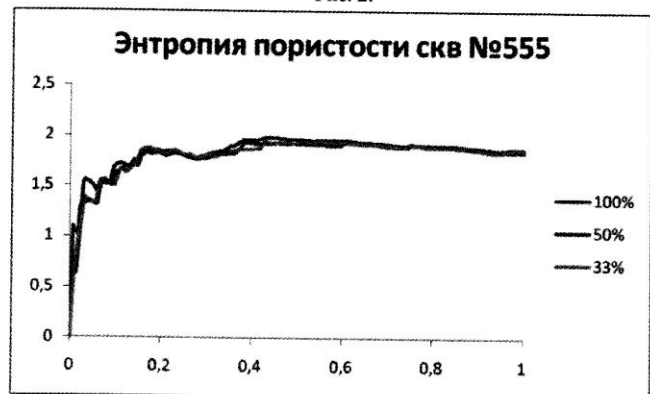


Рис. 3.