

ГЕОЛОГИЯ, БУРЕНИЕ И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ; МАРКШЕЙДЕРСКОЕ ДЕЛО И ГЕОДЕЗИЯ

УДК 551.01

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СТАТИСТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ТРЕХМЕРНОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

(НА ПРИМЕРЕ МОДЕЛИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА Д_о
КУСТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

В. А. Барях, аспирант кафедры ГНГ

ООО «ПермНИПИнефть»

В статье рассматривается оценка распределения коэффициентов пористости, полученных разными способами и используемых для трехмерного моделирования емкостных свойств коллектора. Предлагается использовать статистический анализ для выявления причин несоответствия в распределении коэффициентов пористости.

При использовании трехмерного геологического моделирования нередко возникает вопрос о корректности построения петрофизической модели в общем и распределения коэффициента пористости (K_p) в частности. В данной работе сделана попытка проведения оценки распределения пористости, используя статистический анализ. Необходимость выявления причин недочетов в распределении пористости и оперативная оценка качества трехмерного моделирования емкостных свойств коллектора обусловлена тем, что в настоящее время одним из

направлений деятельности отдела геологического моделирования ООО «ПермНИПИнефть» является экспертиза трехмерных геологических моделей, выполненных сторонними организациями. При проведении экспертизы большое внимание уделяется интерполяции подсчетных параметров, а именно их корректному распределению, которое бы отвечало геологическим представлениям о строении месторождения и не противоречило бы физическому смыслу. Также очень важное значение имеет согласованность модели с первичными данными. Трехмерное геологическое моделирование на текущий момент является обязательным этапом проведения подсчета запасов углеводородов. Помимо этого, в дальнейшем геологическая модель используется для создания гидродинамической модели месторождения, а следовательно, и проектных документов, регламентирующих процесс разработки месторождения.

Использование математической статистики обусловлено тем фактом, что на большинстве моделей визуальный контроль над распределением затруднен ввиду большого объема проверяемых данных и не дает необходимых результатов. Сравнение лишь средних значений пористости не является показательным в силу того, что при возможном равенстве средних на двухмерной и трехмерной моделях – характеристики распределения могут отличаться, ставя вопрос о качестве построения трехмерной модели.

При анализе распределения $K_{п}$ в продуктивном пласте D_0 Кустовского месторождения, были построены гистограммы (рис. 1, 2, 3). Первая гистограмма построена с учетом данных только внутриконтурных скважин, согласно инструкции ГКЗ [1]. Распределение коэффициента пористости, как правило, симметричное [2]. Поэтому при анализе гистограмм пористости видно отклонение исследуемого распределения от симметричного. Наблюдаемое отклонение связано с геологическими причинами, которые вносят несоответствия в распределении пористости в трехмерной и двухмерной моделях.

Рассмотрены три распределения коэффициента пористости:

1. В трехмерной цифровой геологической модели, выполненной в программном комплексе IRAP RMS (см. рис. 1).
2. По всем скважинам (см. рис. 2).
3. По скважинам, находящимся в пределах внутреннего контура нефтеносности (см. рис. 3).

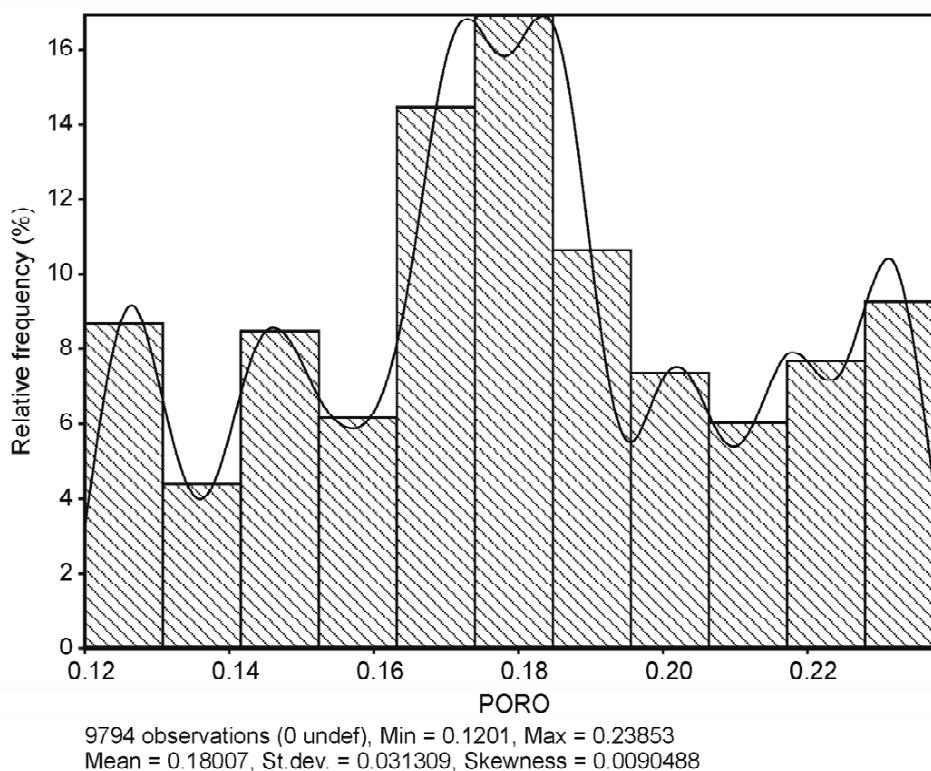


Рис. 1. Гистограмма распределения коэффициента пористости в трехмерной геологической модели продуктивного пласта Д_о Кустовского месторождения

Величины средних значений и стандартных отклонений близки во всех трех вариантах:

1. 0,18007 и 0,0313,
2. 0,1805 и 0,0316,
3. 0,1809 и 0,0337.

Но, несмотря на это, сам характер распределения в трех случаях различен. Наиболее сильно отличается распределение коэффициента пористости по внутриконтурным скважинам. Оно имеет трехмодальный вид. Моды находятся в интервалах

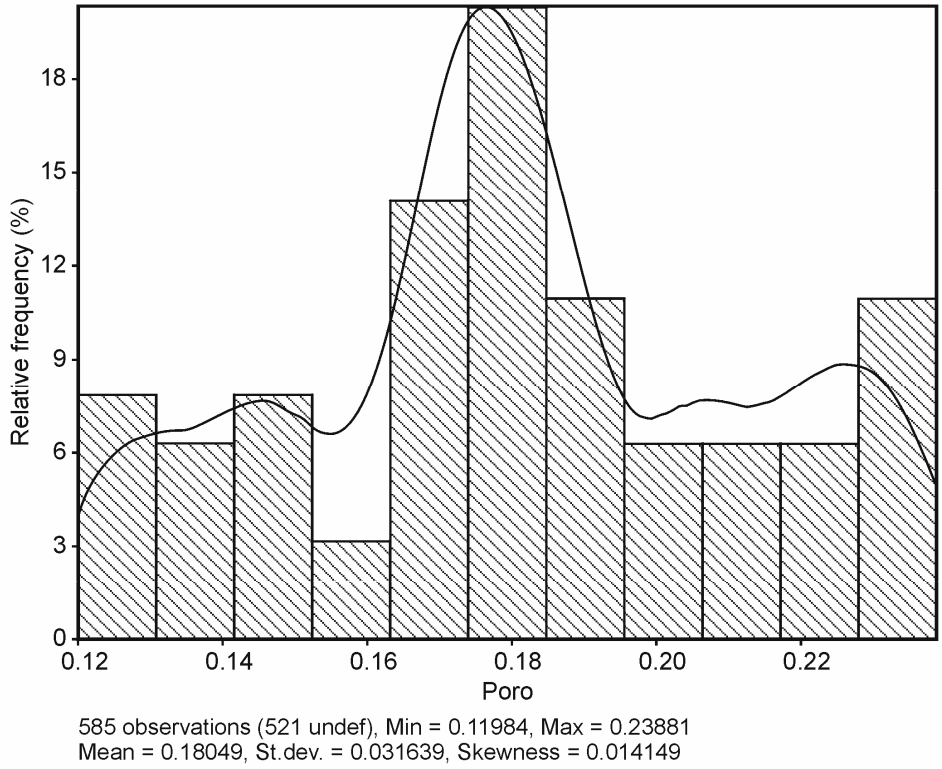


Рис. 2. Гистограмма распределения коэффициента пористости по всем скважинам Кустовского месторождения

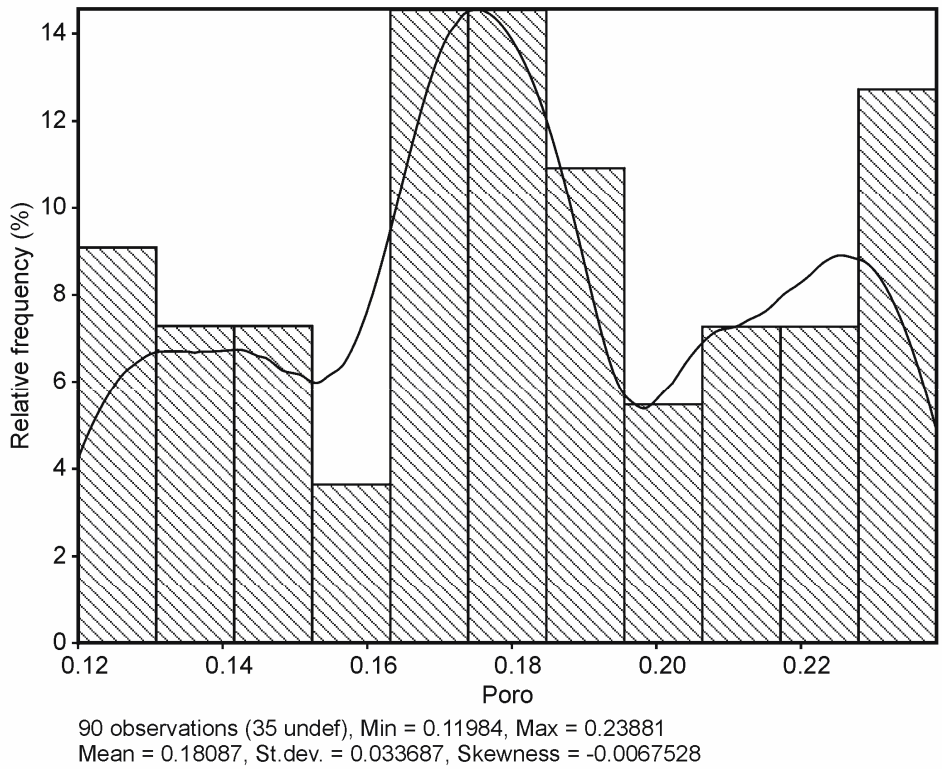


Рис. 3. Гистограмма распределения коэффициента пористости по скважинам, находящимся в пределах внешнего контура нефтеносности

пористости 12–14 %, 17–19 % и 22–24 %. Справедливо возникает вопрос о повышенных частотах в первом и третьем интервале. Ниже приводятся средние значения пористости пласта D_0 (состоящего из двух залежей: северная (скважины 221, 231) и южная (скважины 204, 205, 206, 213) по внутриконтурным скважинам:

Скв.	K_p , д.ед.
204	0,176
205	0,158
206	0,213
213	0,171
221	0,214
231	0,129

Немалую роль в распределении играет местоположение скважин, которые в нем участвовали. Так, увеличение количества максимальных значений можно объяснить тем фактом, что налицо влияние скважины 221 (рис. 4, рис. 5), которая находится в водонефтяной зоне. Высокие значения пористости в этой части залежи вызваны следующими причинами: во-первых, поры коллектора насыщены здесь как нефтью, так и водой, которая, как более подвижный и менее вязкий флюид, лучше промывает пустотное пространство. Во-вторых, увеличение пористости носит, вероятно, эпигенетический характер и является результатом протекания вторичных процессов (растворение цемента, выщелачивание и др.). Но так как в данном случае мы имеем дело с терригенным коллектором, объяснить эпигенетическую природу этих процессов (в отличие от карбонатных пластов) достаточно сложно. В то же время относительный рост числа низких значений (12–14 %) связан с изменением состава цемента и увеличением его относительного содержания в породе (скв. 231). Стоит заметить, что увеличение доли высоких и пониженных значений в распределении продиктовано в основном

влиянием северной залежи. В южной залежи разброс значе- ний пористости не столь велик, из общей картины выпадает лишь скважина 206 ($K_p=0,213$). Но в данном случае причина кроется в том, что значение эффективной нефтенасыщенной толщины в этой скважине более чем в два раза превышает среднее значение по залежи (см. рис. 5). Коллектор на этом участке более однороден по своей эффективной толщине.

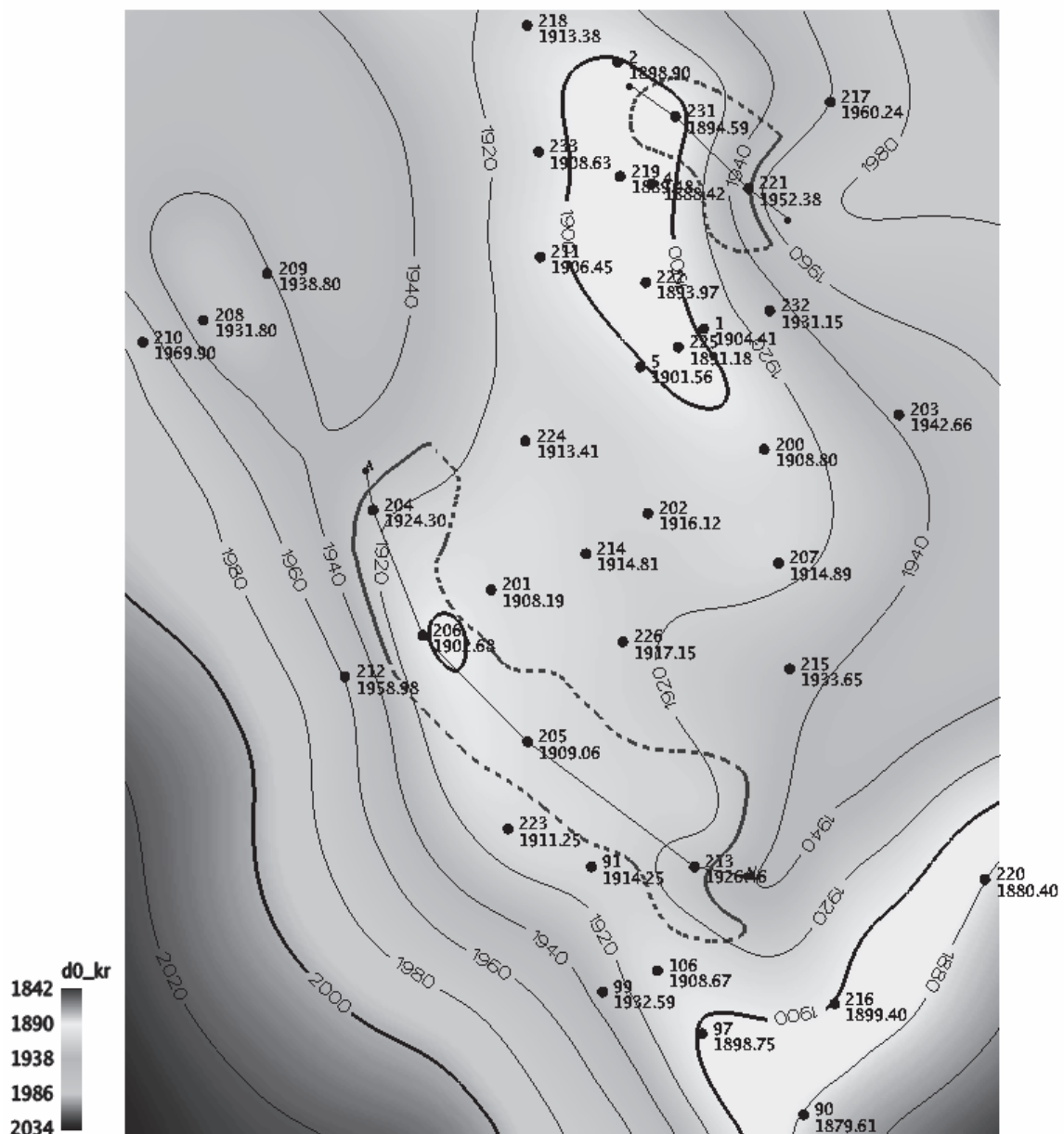


Рис. 4. Структурная карта по кровле продуктивного пласта D₀ Кустовского месторождения. Сечение стратозогипс 20 метров

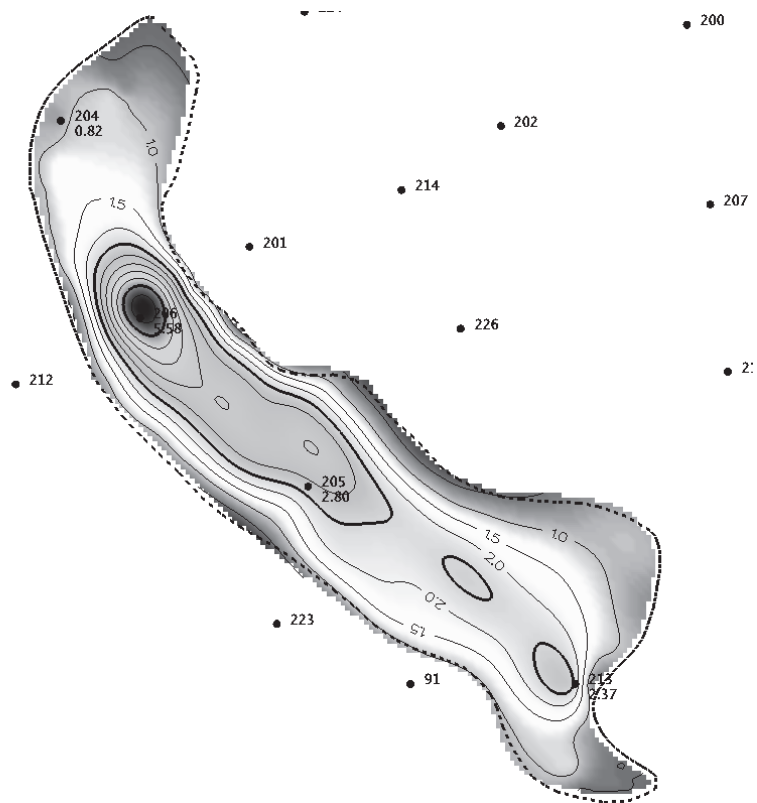


Рис. 5. Карта эффективной нефтенасыщенной толщины продуктивного пласта Д₀ Кустовского месторождения. Залежь в районе скважины 206. Сечение изопакит 0,5 метра

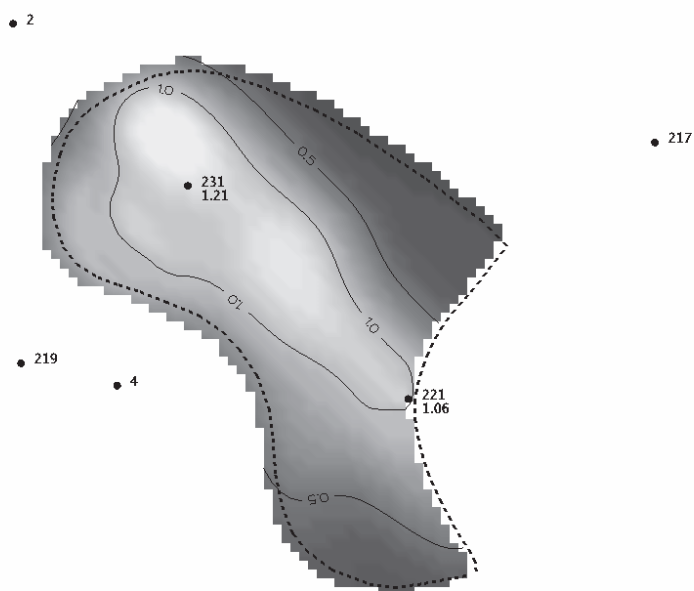


Рис. 6. Карта эффективной нефтенасыщенной толщины продуктивного пласта Д₀ Кустовского месторождения. Залежь в районе скважины 231. Сечение изопакит 0,5 метра

Таким образом, статистический анализ показал, что можно достаточно эффективно и оперативно выявлять геологические причины несоответствия распределения коэффициента пористости, что, в свою очередь, позволит упростить процесс оценки качества построения трехмерной геологической модели месторождения. Важность корректного построения емкостной модели продуктивного пласта обусловлена не только проведением подсчета запасов, но и в большей степени дальнейшим созданием гидродинамической модели и выбором наиболее рациональной системы разработки месторождения.

Список литературы

1. Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления материалов в ГКЗ РФ по подсчету запасов нефти и горючих газов. – М., 1983.

2. Дементьев. Л. Ф. Применение информационных мер в нефтепромысловой геологии / 3 авт. – Пермь. 1974.

Получено 04.12.06.