

**ЛИТОЛОГО-ЕМКОСТНЫЕ МОДЕЛИ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА ШИВЕЛЕВНОЙ ЗОНЫ НЕФТЕНАКОПЛЕНИЯ
ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ**

LITHOLOGICAL-CAPACITIVE MODELS OF THE PRODUCTIVE RESERVOIRS
OF THE BOBRIKOVSKY HORIZON OF SHIVELEVNI ZONE
OF OIL ACCUMULATION OF ORENBURG REGION

Р. А. Катков, В. И. Кислухин

R. A. Katkov, V. I. Kisluhin

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: литолого-емкостная модель; емкостные свойства; коллектор

Key words: lithological-capacitive model; capacitive properties; the collector

Шивелевная структурная зона расположена в Кременкульском районе Оренбургской области и включает в себя Шивелевное и Западно-Шивелевное поднятия.

В результате разведочного бурения открыты залежи нефти в бобриковском горизонте верхнего подъяруса Визейского яруса.

Сведения о литолого-емкостных свойствах продуктивных пластов по керновым данным необходимы как на стадии обоснования петрофизических алгоритмов количественной интерпретации данных ГИС, так и на стадии обоснования методики их количественной комплексной интерпретации. По продуктивным пластам были взяты значения объемных долей

компонент твердой фазы для построения литолого-емкостных моделей. Значения коэффициентов открытой пористости, остаточной воды, эффективной пористости взяты по керновым данным [1].

После лабораторных анализов керна даются в итоговых таблицах массовые доли компонент. Для корректного использования этих данных для построения моделей необходимы их объемные доли с учетом величины коэффициента открытой пористости (K_{Π}). Необходимость перехода от массовых (весовых) (C_i) компонент к объемным (K_i) диктуется различием их условий измерений:

- 1) весовые доли определяются на разрушенном, порошкообразном крене;
- 2) методы ГИС изучают коллекторы и их компоненты в естественных термобарических условиях пласта с сохраненной величиной и структурой ФЕС.

Для перехода от весовых к объемным долям компонент коллекторов существует переход [2]

$$K_i = C_i(1 - K_{\Pi}), \quad (1)$$

где K_i , C_i , K_{Π} — объемное, весовое содержание i -ого компонента и коэффициент открытой пористости исследуемого образца керна, соответственно.

Формула (1) действительна при совпадающих или близких значениях минеральной плотности (δ) компонент коллектора. При существенных (более 5 % относительных) отклонениях δ необходимо величину K_i определять с учетом ее минералогической плотности

$$K_i = C_i(1 - K_{\Pi}) \cdot \delta_{\text{к}} / \delta_i. \quad (2)$$

Учитывая формулы (1, 2), определив модальные значения коэффициентов открытой пористости (K_{Π}) и остаточной водонасыщенности ($K_{\text{ВО}}$), построена таблица исходных параметров литолого-емкостных моделей каждого продуктивного пласта (таблица).

Литолого-емкостные модели продуктивных коллекторов

Индекс пласта	Вещественный состав твердой фазы коллекторов в объемн. %					Емкостные свойства	
	Кварц $K_{\text{КВЦ}}$	Кальцит $K_{\text{К}}$	Доломит $K_{\text{Д}}$	Сульфаты $K_{\text{С}}$	Глинистость $K_{\text{ГЛ}}(\text{НО})$	K_{Π} %	$K_{\text{ВО}}$ %
Б ₂	77,5	0,5	0,0	0,0	5,0	15,81	1,19

Пласт Б₂ сложен песчаниками слабо- и крепко сцементированными, а также алевролитами со слабовыраженной косою слоистостью с тонкими прослоями глин и глинистых алевролитов.

Упаковка пор плотная и рыхлая. Цемент песчаников контактный за счет разрастания зерен кварца на контактах. В подошвенной части пласта кроме кварцевого контактного цемента имеет место карбонатный и сульфатный цемент порового и пойкилитового типа. Часть пор заполнена нефтью (рис. 1, 2).

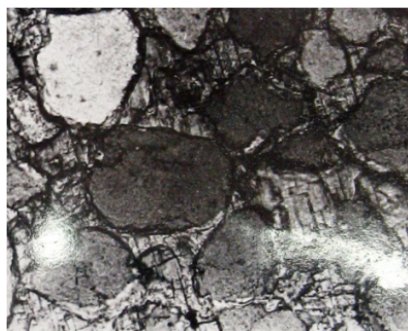


Рис. 1. Среднезернистый кварцевый песчаник плотный, с ангидритовым базальным цементом (скв. 5)

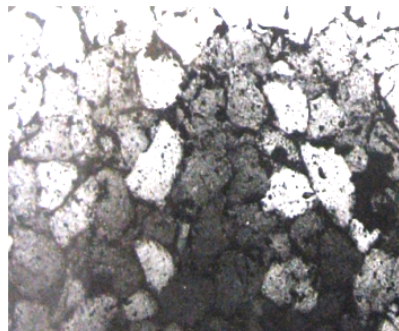


Рис. 2. Песчаник кварцевый мелкозернистый алевролитистый с пленкой загустевшей нефти на стенках пор (скв. 9)

Литолого-емкостные модели карбонатных коллекторов позволяют четко выразить различия в вещественном составе их матрицы, степень доломитизации и сульфатизации, низкое содержание нерастворимого остатка.

Величина коэффициента открытой и эффективной пористости свидетельствует не только о трещинном, но и о кавернозном типе емкости.

Низкое значение остаточной воды в емкостном пространстве позволяет сделать вывод о высоком значении коэффициента нефтенасыщенности (K_H) и о высокой степени уверенности в гидрофобном характере поверхности внутриемкостного пространства. В терригенном пласте-коллекторе Б₂ четко проявляется преимущественно кварцевый состав каркаса, высокие значения коэффициента пористости и нефтенасыщенности, что выражается, как и у карбонатных коллекторов, в высоких значениях удельного электрического сопротивления (УЭС) продуктивных коллекторов.

Существенную помощь предоставляют литолого-емкостные модели коллекторов при обосновании петрофизических параметров при количественной интерпретации акустических (АК) и плотностных (ГГК-П) методов ГИС. Исходя из значений объемных компонент (K_i), находится величина минералогической плотности ($\delta_{СК}$) и среднего интервального времени пробега упругой волны по твердой фазе коллекторов ($\Delta t_{СК}$), по которым определяется величина открытой пористости (K_H). Соотношение объемных компонент известняка ($K_{изв}$) и доломита ($K_{дол}$) в модели вещественного состава коллектора позволяет обосновать минералогическую плотность его каркаса ($\delta_{мин}$), а также среднее интервальное время пробега упругой волны ($\Delta t_{СК}$) этого коллектора.

Список литературы

1. Данилов В. И., Усачев Б. П., Штоф М. Д., Прончук В. П. Уточнение физико-химических свойств нефтей и газов месторождений Оренбургской области с целью получения исходных данных для подсчета запасов. – Куйбышев: Гипровостокнефть, 1988.
2. Петерсилье В. И., Яценко Г. Г. и др. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. – Москва-Тверь, 2003 г.

Сведения об авторах

Катков Роман Андреевич, аспирант кафедры «Геология месторождений нефти и газа», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. +79222666074, e-mail: strelets-k-r@yandex.ru

Кислухин Владимир Иванович, д. г.-м. н., профессор кафедры «Геология месторождений нефти и газа», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)444358

Information about the authors

Katkov R. A., postgraduate of the chair «Geology of oil and gas fields», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89222666074, e-mail: strelets-k-r@yandex.ru

Kislukhin V. I., Doctor of Geology and Mineralogy, professor of the chair «Geology of oil and gas fields», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)444358