

**ЛИТОЛОГО-ЕМКОСТНЫЕ МОДЕЛИ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ  
ПЛАСТОВ ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА КРЕМЕНКУЛЬСКОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ**

LITHOLOGY-CAPACITY MODELS OF THE TOURNAISIAN STAGE PRODUCTIVE  
RESERVOIRS OF THE OIL FIELD KREMENKULSKOYE IN 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: lithology-capacity model; capacity properties; reservoir*

Кременкульское нефтяное месторождение расположено в Бузулукском нефтегазоносном районе и административно находится на территории Кременкульского района Оренбургской области.

По результатам геологоразведочных работ промышленная нефтеносность месторождения установлена в отложениях нижнего карбона: пластов  $V_1(T_1)$  и  $V_2(T_2)$  турнейского 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 в итоговых таблицах даются массовые доли компонентов. Для корректного использования этих данных при построении моделей обязательны их объемные доли с учетом величины коэффициента открытой пористости (КП). Необходимость перехода от массовых (весовых) ( $C_i$ ) компонент к объемным ( $K_i$ ) диктуется различием их условий измерений:

- 1) весовые доли определяются на разрушенном, порошкообразном керне;
- 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 формула [2]

$$K_i = C_i(1 - КП), \quad (1)$$

где  $K_i$ ,  $C_i$ , КП — соответственно объемное, весовое содержание  $i$ -ого компонента и коэффициент открытой пористости исследуемого образца керна.

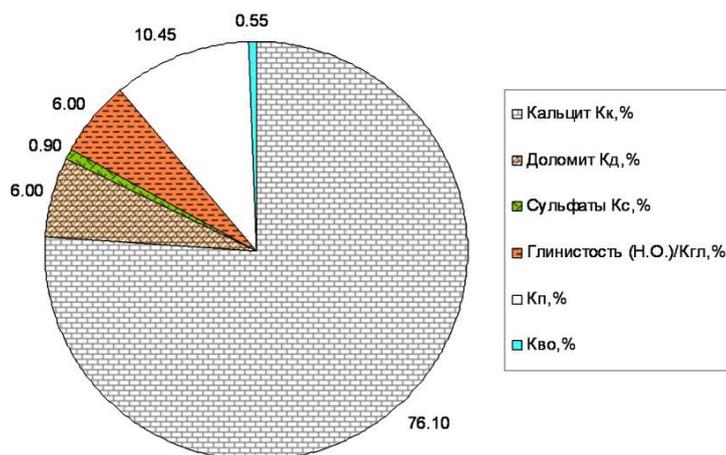
Формула 1 действительна при совпадающих или близких значениях минеральной плотности ( $\rho_i$ ) компонентов коллектора. При существенных (более 5 %) относительных отклонениях  $\rho_i$  необходимо величину  $K_i$  определять с учетом ее минералогической плотности

$$K_i = C_i(1 - K_p) \cdot \rho_{ск} / \rho_i \quad (2)$$

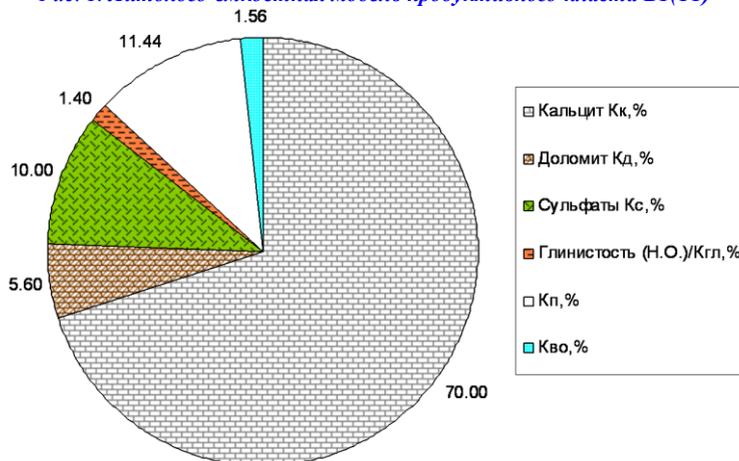
Учитывая формулы 1 и 2, определив модальные значения коэффициентов открытой пористости ( $K_p$ ) и остаточной водонасыщенности ( $K_{во}$ ), построены таблицы исходных параметров литолого-емкостных моделей каждого продуктивного пласта (таблица) и даны их графические изображения (рис. 1, 2).

*Литолого-емкостные модели продуктивных коллекторов*

Индекс пласта	Вещественный состав твердой фазы коллекторов в объемн. %					Емкостные свойства	
	Кварц К <sub>квц</sub>	Кальцит К <sub>к</sub>	Доломит К <sub>д</sub>	Сульфаты К <sub>с</sub>	Глинистость К <sub>гл</sub> (НО)	К <sub>п</sub> %	К <sub>во</sub> %
T <sub>1</sub> (B <sub>1</sub> )	0,0	76,1	6,0	0,9	6,0	10,45	0,55
T <sub>2</sub> (B <sub>2</sub> )	0,0	70,0	5,6	10,0	1,4	11,44	1,56



*Рис. 1. Литолого-емкостная модель продуктивного пласта B1(T1)*

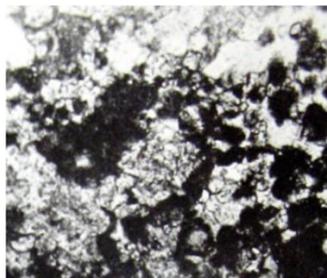


*Рис. 2. Литолого-емкостная модель продуктивного пласта B2(T2)*

Пласт Т<sub>1</sub>(В<sub>1</sub>) сложен известняками (70–90 %) и редкими включениями доломитов. Поры и каверны неправильной и лапчатой формы, унаследованные, типа выщелачивания. Размер их от 0,01 до 1,5 мм в диаметре. Стенки пор пропитаны коричневой и желтой нефтью (рис. 3, 4).

Прослои известняков плотные, сильно перекристаллизованные, брекчевидные, стилолитизированные. Стилолитовые швы мелко-бугорчатые, заполнены глинисто-органическим веществом, агрегатными зернами пирита, полости выщелачивания заполнены полностью или частично кварцем или кальцитом.

*Рис. 3. Известняк  
органогенно-обломочный, сильно  
перекристаллизованный,  
доломитизированный,  
пористый (скв. 2)*

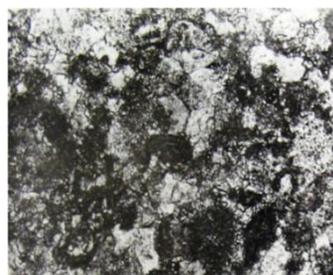


*Рис. 4. Скутково-органогенный  
(фораминиферы, криноидеи и др.),  
пористый известняк (скв. 2)*

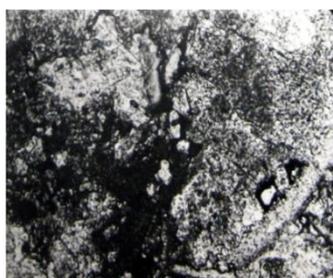


Пласт Т<sub>2</sub>(В<sub>2</sub>) литологически представлен известняками с прослоями доломитов (рис. 5, 6). Известняки серые, средне- и тонкоплитчатые, неравномерно пористые и кавернозные. Породы в различной степени перекристаллизованы до мелкокристаллических. Поры типа перекристаллизации — выщелачивания, размером от 0,01 до 0,3 мм в диаметре. Вторичные процессы — сульфатизация, окремнение развиты слабо в кровельной части пласта, к подошве пласта степень сульфатизации увеличивается.

*Рис. 5. Известняк  
скутково-органогенный, сильно  
перекристаллизованный, кремнезем  
замещает органические остатки,  
реже выполняет поры;  
открытых пор мало (скв. 2)*



*Рис. 6. Известняк мелкокристаллический  
с реликтовой органогенной структурой,  
сульфатизированный, окремнелый,  
слабо пористый;  
на стенках пор — коричневая нефть (скв. 2)*



Доломиты мелкокристаллические метасоматического происхождения, неравномерно пористые и кавернозные. Поры и каверны типа перекристаллизации – выщелачивания размером от 0,01 до 3,0 мм, частично заполнены крупнокристаллическим ангидритом, гипсом и халцедоном. Спорадическое насыщение первичных пор окисленной нефтью наблюдается в обоих литотипах пород.

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

Низкое значение остаточной воды в емкостном пространстве позволяет сделать вывод о высоком значении коэффициента нефтенасыщенности (КН) и о высокой степени уверенности в гидрофобном характере поверхности внутриемкостного пространства.

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 (К<sub>i</sub>) находится величина минералогической плотности ( $\rho_{СК}$ ) и среднего интервального времени пробега упругой волны по твердой фазе коллекторов ( $\gamma t_{СК}$ ), по которым определяется величина открытой пористости (КП). Соотношение объемных компонентов известняка (КИЗВ) и доломита (КДОЛ) в модели вещественного состава коллектора позволяет обосновать минералогическую плотность его каркаса ( $\rho_{МИН}$ ), а также среднее интервальное время пробега упругой волны ( $\gamma t_{СК}$ ) 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. Петерилье В. И., Яценко Г. Г. и др. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. – Москва – Тверь, 2003.

#### **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

