

# **НАУЧНАЯ ТЕРРИТОРИЯ: ТЕХНОЛОГИИ И ИННОВАЦИИ**

Материалы  
Международной научно-практической конференции

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

## **НАУЧНАЯ ТЕРРИТОРИЯ: ТЕХНОЛОГИИ И ИННОВАЦИИ**

*Материалы  
Международной научно-практической конференции*

Тюмень  
ТИУ  
2023

УДК 622.3+550.8+655.6  
ББК 33.36+35.514  
Н 72

Ответственный редактор:  
кандидат экономических наук, доцент В. А. Чейметова

Редакционная коллегия:

Э. Ф. Файзуллина (зам. ответственного редактора), В. Ф. Гришкевич,  
В. Г. Кузнецов, С. Ф. Музявин, А. Н. Краев, С. М. Чекардовский,  
Ю. А. Ведерникова, Ю. В. Сивков, В. И. Плеханов, А. Л. Савченков,  
С. П. Санников, В. В. Пленкина, И. А. Карнаухов

**Научная территория: технологии и инновации:** материалы Международной научно-практической конференции. – Тюмень: ТИУ, 2023. – 286 с. – Текст: непосредственный.  
ISBN 978-5-9961-3193-8

В материалах конференции изложены результаты исследовательских и опытно-конструкторских работ по широкому кругу вопросов.

В состав сборника вошли материалы работы секций: «Геология и геофизика месторождений нефти и газа», «Бурение нефтяных и газовых скважин», «Разработка нефтяных и газовых месторождений», «Строительство и обустройство нефтегазопромыслов», «Проектирование, сооружение и эксплуатация систем транспорта углеводородного сырья», «Автоматизация, моделирование и информационные технологии в нефтегазовой отрасли и геологии», «Экология, природопользование и промышленная безопасность в нефтегазовой отрасли», «Современные материалы, технологии и конструкции, используемые в нефтегазовом комплексе», «Химическая технология в нефтяной и газовой промышленности», «Автомобильно-дорожные проблемы нефтегазового комплекса», «Проблемы и инновации в управлении нефтегазовым сектором экономики: макро-, мезо- и микроуровень», «Социально-гуманитарные аспекты развития нефтегазового региона».

Издание предназначено для научных и инженерно-технических работников, руководителей и управленческих работников предприятий нефтегазовой отрасли, а также аспирантов и студентов технических вузов.

УДК 622.3+550.8+655.6  
ББК 33.36+35.514

ISBN 978-5-9961-3193-8

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет», 2023

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>СЕКЦИЯ «Геология и геофизика месторождений нефти и газа».....</b>	<b>8</b>
Application of Artificial neural network to predict porosity from well logging data in Te Giac Trang oil field, Cuu Long basin, Vietnam .....	8
<i>Vi H. D.</i>	
<b>Классификация литологии по данным ГИС с использованием машинного обучения: на примере из программы океанического бурения скважины 1143 в Восточном море .....</b>	<b>12</b>
<i>Бу Х. З.</i>	
<b>Анализ методов рок-типизации для улучшения характеристики карбонатных коллекторов: на примере Южно-Коншонского бассейна .....</b>	<b>17</b>
<i>Нгуен М. Х.</i>	
<b>Анализ положения и возможность прогнозирования высокодебитных скважин на месторождении Белый Тигр.....</b>	<b>22</b>
<i>Нгуен М. Х.</i>	
<b>Грязевой вулканизм и его особенности на газоконденсатном месторождении Шах-Дениз .....</b>	<b>27</b>
<i>Юнусов Р. А.</i>	
<b>СЕКЦИЯ «Бурение нефтяных и газовых скважин».....</b>	<b>31</b>
Application of machine learning in optimizing the weight on bit for oil wells .....	31
<i>Nguyen T. H.</i>	
<b>К вопросу повышения эффективности заканчивания скважин на палеозойские отложения на месторождениях Западной Сибири .....</b>	<b>35</b>
<i>Бастриков С. Н., Саунин В. И., Распопова М. В.</i>	
<b>Качество крепи скважины и методика его оценки .....</b>	<b>40</b>
<i>Дружинина И. В.</i>	
<b>Альтернативные схемы заканчивания скважин в условиях АВПД на месторождениях Гыданского полуострова .....</b>	<b>45</b>
<i>Курбасов Е. Г., Бастриков С. Н., Гусейнов Э. Б.</i>	
<b>Особенности управления давлением в стволе скважины при бурении на депрессии на примере Харасавэйского месторождения .....</b>	<b>48</b>
<i>Миронов Г. Е.</i>	
<b>Исследование тампонажных растворов для крепления скважин при тепловых методах повышения нефтеотдачи.....</b>	<b>52</b>
<i>Овчинников В. П.</i>	
<b>Применение технологии капиллярной подачи ПАВ для удаления жидкости с забоя газовой скважины .....</b>	<b>56</b>
<i>Распопова М. В.</i>	
<b>Анализ шлакопортландцементного раствора для цементирования скважин с высокими температурами и высоковязкими нефтями .....</b>	<b>60</b>
<i>Рожкова О. В.</i>	
<b>СЕКЦИЯ «Разработка нефтяных и газовых месторождений».....</b>	<b>65</b>
Анализ чувствительности CRM для задач экспресс-прогноза технологических показателей разработки нефтяных месторождений .....	65
<i>Абдураманов М. А., Поляков Д. В.</i>	
<b>Особенности формирования стратегии разработки пластов группы ПК .....</b>	<b>69</b>
<i>Валеев Д. Р., Кульгильдин Р. Г.</i>	

14. Roubens, M. Fuzzy clustering algorithms and their cluster validity / M. Roubens. – DOI 10.1016/0377-2217(82)90228-4. – Direct text // European Journal of Operational Research. – 1982. – Vol. 10, Issue 3. – P. 294–301.

15. Xie, X. L. A validity measure for fuzzy clustering : Pattern Analysis and Machine Intelligence / X. L. Xie, G. Beni. – DOI 10.1109/34.85677. – Direct text // IEEE Transactions on. – 1991. – Vol. 13, Issue 8. – P. 841–847.

### **Анализ методов рок-типизации для улучшения характеристики карбонатных коллекторов: на примере Южно-Коншонского бассейна**

*Нгуен М. Х.*

*Ханойский университет горного дела и геологии, г. Ханой, Вьетнам*

Южно-Коншонский бассейн известен как самый крупный осадочный бассейн на шельфе южного Вьетнама. Район исследования находится в юго-восточной части этого бассейна. Коллектора представляют собой крупную изолированную карбонатную постройку средней мощностью 500 м, занимающую площадь около 50 км<sup>2</sup> (рис. 1). Постройка состоит из карбонатов позднего миоцена, перекрывающих более обширную карбонатную платформу среднего миоцена. Карбонаты отлагались внутри мелководной морской платформы, и в них преобладают кораллы, красные водоросли и фораминиферовые пакстоуны, вакстоуны и грейстоуны. Углеводороды в этом коллекторе обнаружены в самой верхней части позднемиоценовой толщи [1].

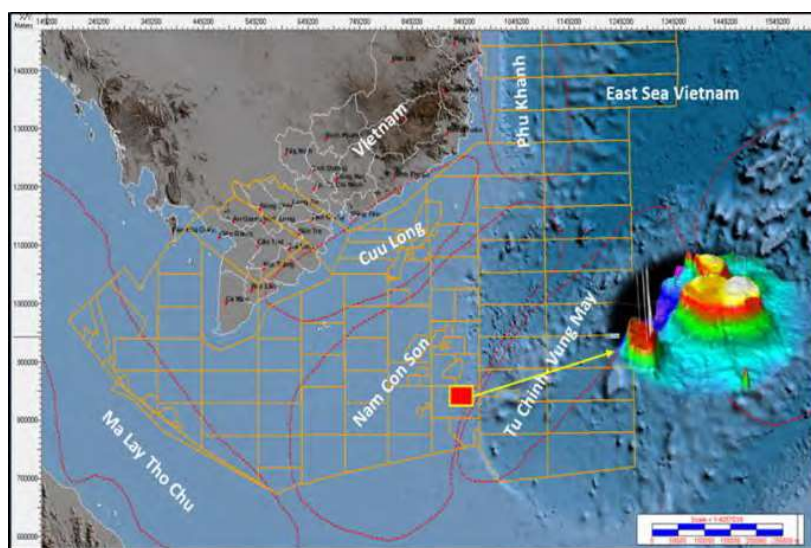


Рисунок 1. Обзорная карта района исследования

В этом исследовании данные керна из миоценового карбонатного коллектора были классифицированы в соответствии с типом породы. Были применены три методов классификации типов пород. Для выбора наилуч-

шего метода типизации был рассчитан коэффициент корреляции ( $R^2$ ) между прогнозируемой проницаемостью ( $K_{pre}$ ) и проницаемостью керна ( $K_{core}$ ) для каждого метода типизации пород. Из 3 скважин были использованы 555 образцов керна. Гистограммы пористости (a), проницаемости (b), выделения единиц потока (FZI) (c), кросс-график (d) зависимости проницаемости от пористости представлены на рис. 2.

В ходе исследования классификации типов пород для карбонатных коллекторов была протестирована для 555 данных керновых проб, полученных в результате обычного анализа керна с использованием пяти описанных выше методов. Результаты каждого метода будут обобщены и обсуждены ниже.

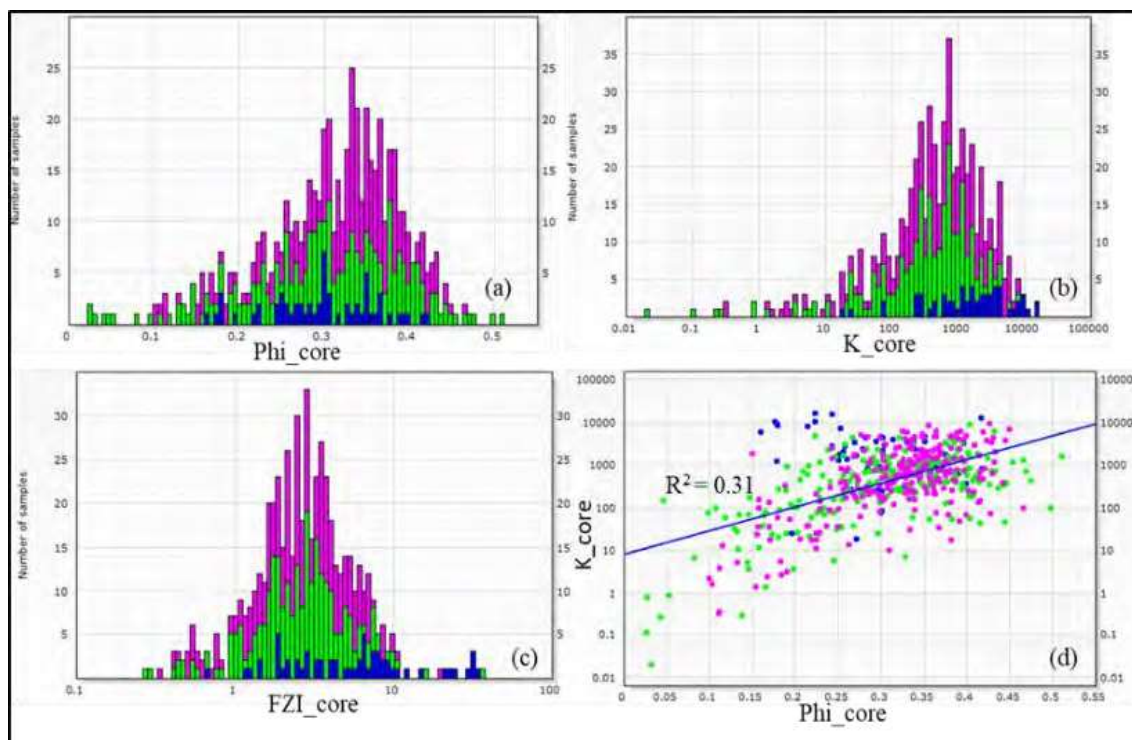


Рисунок 2. Гистограммы пористости (a), проницаемости (b), FZI (c) и кросс-плот зависимости проницаемости от пористости (d)

Первый метод классификации карбонатных пород основан на методе гидравлических единиц потока HFU (Hydraulic flow unit). В этом методе классификация HFU на основе гистограммы (рис. 3a), вероятностного графика и метода кластеризации Уорда предполагала разделение данных на группы FZI. В результате было определено 8 различных HFU на основе 555 доступных образцов керна (рис. 3a). На основе классификации HFU был построен график зависимости  $RHI_z$  от индекса качества коллектора RQI (Reservoir quality index) для каждого HFU (рис. 3b). Анализ кроссплота  $RHI_z$  по сравнению с RQI показал четкую группировку по 8 классам HFU

(рис. 3с) в соответствии со средними значениями FZI. Проницаемость можно предсказать для каждого HFU, используя уравнения [2]:

$$K = \Phi_e \left[ \frac{FZI \cdot \frac{\Phi_e}{1-\Phi_e}}{0.0314} \right]^2,$$

где  $\Phi_e$  – эффективная пористость, K – проницаемость (мД), FZI – мкм.

Кроссплот измеренной проницаемости ( $K_{core}$ ) по сравнению с расчетной проницаемостью ( $K_{hfu}$ ) для групп с различным средним значением FZI показывает почти идеальную корреляцию ( $R^2 = 0,97$ ) (рис. 3d).

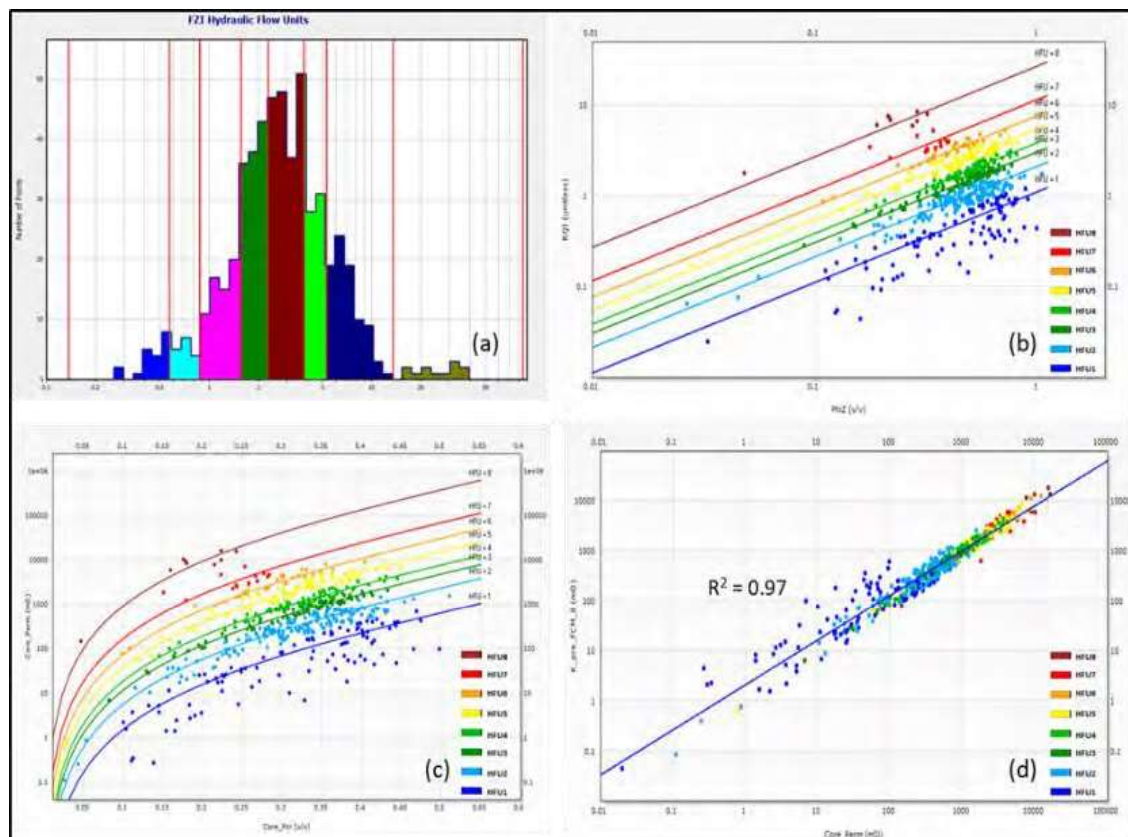


Рисунок 3. Результаты метода HFU: (a) гистограмма FZI; (b) кроссплот PHIZ по сравнению с RQI; (c) кроссплот  $\Phi_{core}$  и  $K_{core}$ , соответствующий 8 HFU; (d) кроссплот для сравнения  $K_{core}$  и  $K_{pre}$  для метода HFU

Основываясь на радиусе эффективной поры, распределении пористости и проницаемости ядра на линии устья изопоры, как показано на рисунке 4а, и на этом графике мы можем определить тип породы на основе сходства эффективного размера пор методом Winland  $R_{35}$  [3]. Чтобы сравнить результаты с вышеприведенным методом HFU, мы также

пытаемся разделить карбонатный коллектор на 8 классов RT\_R35. Проницаемость была рассчитана ( $K_{pre\_R35}$ ) для этого метода с использованием уравнения:

$$\text{Log } R_{35} = 0.255 + 0.565 \log K - 0.523 \log \Phi ,$$

где  $\Phi$  – пористость (%),  $K$  – нескорректированная проницаемость (мД), и  $R_{35}$  радиус порового канала при частоте насыщения ртутью 35% из теста МСР.

График зависимости  $K_{pre\_R35}$  от  $K_{core}$  показан на рисунке 4б, где коэффициент корреляции  $R^2 = 0,94$  почти идеален.

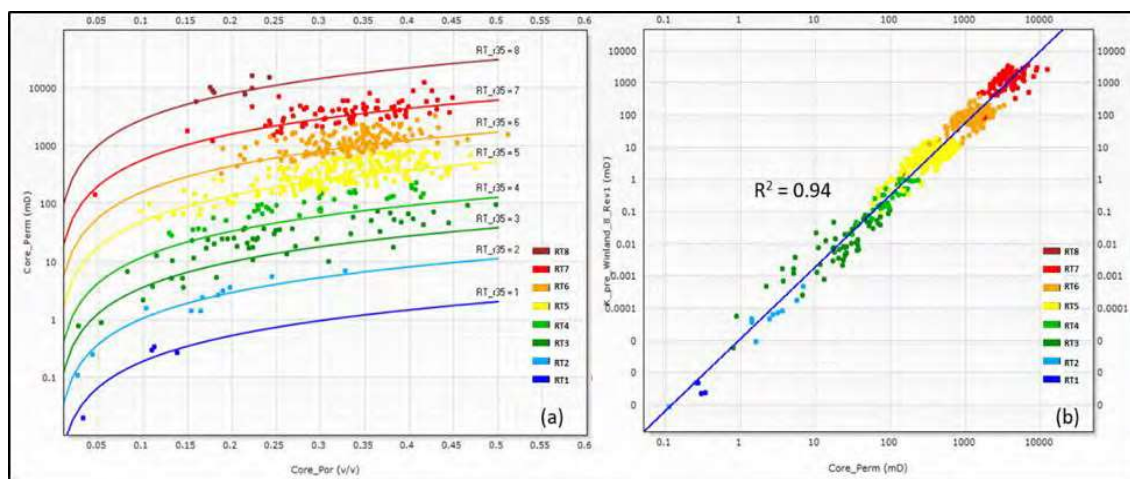


Рисунок 4. Результаты метода Winland  $R_{35}$ : (а) Кросс-плот проницаемости против данных пористости на фоне 8 RT\_ R35; (б) Кросс-график  $K_{R35}$ , рассчитанный на основе зависимости 8 RT\_ R35 от  $K_{core}$

Третий метод Люсии (Lucia) [4] представляет собой попытку универсальной классификации петрофизических свойств карбонатных коллекторов, основанной на межзерновой пористости. Люсия определила классы типов карбонатных пород по их Rock Fabric Number (RFN), который находится в диапазоне от 0,5 до 4. На рисунке 5 показаны шесть типов пород (RT\_luc), распределенных и соответствующих шести интервальные классы RFN. Типы пород от RT\_luc\_1 до RT\_luc\_6, но большинство данных попадает в диапазоне RT\_luc\_2 и RT\_luc\_3. Для расчета проницаемости ( $K_{pre\_luc}$ ) для этого метода используется уравнение:

$$K = 10^{(9.798+8.671 \log \Phi - \log(\text{RFN})(12.084+8.296 \log \Phi))}$$

Кросс-плот  $K_{pre\_luc}$  и  $K_{core}$  показан на рисунке 5б, где коэффициент корреляции  $R^2 = 0,89$ .



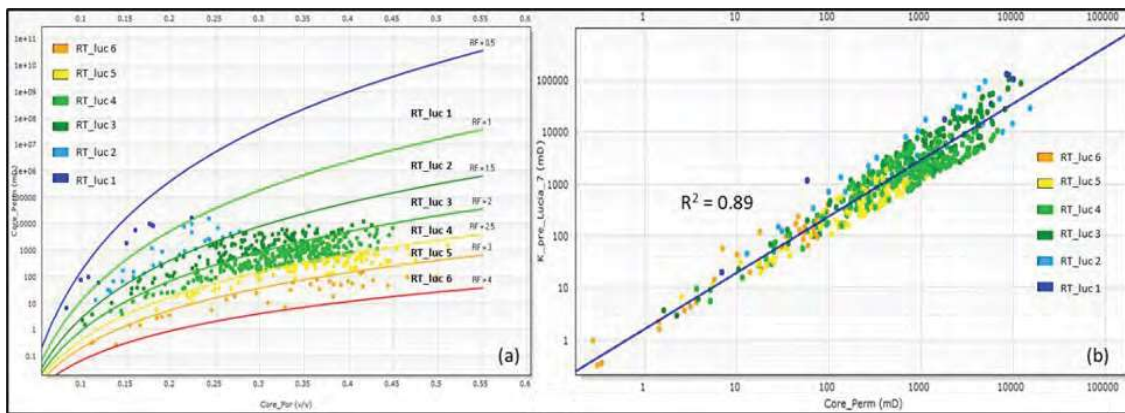


Рисунок 5. Результаты классификации типов пород по методу Люсии: (а) данные  $K_{core}$  в сравнении с данными  $PHI_{core}$  на фоне 3  $RT_{luc}$ ; (б) Кросс-плот  $K_{luc}$ , рассчитанный на основе зависимости 5  $RT_{luc}$  от  $K_{core}$

Мы протестировали 3 метода типизации пород: FZI, Winland R35 и Люсии. Используемые образцы взяты из 555 данных ядра из миоценовых карбонатных коллекторов, включая платформы и рифы. Все методы показали действительно хорошие коэффициенты корреляции более 89 % для прогноза проницаемости. В этом примере метод HFU является лучшим, который может предсказать концепции гидравлических единиц потока в карбонатном коллекторе, поэтому этот метод может применяться для прогноза проницаемости для этих карбонатных коллекторов. Метод Люсия также дает хорошие результаты при быстрой, точной и эффективной классификации типов пород применительно к карбонатным коллекторам с ограниченным набором данных ядра.

#### Библиографический список

1. Bui, V. D. Depositional environment and reservoir quality of Miocene sediments in the central part of the Nam Con Son basin, Southern Vietnam shelf / V. D. Bui, A. T. Hoang, V. K. Nguyen [et al.]. – DOI 10.1016/j.marpetgeo.2018.05.004. – Direct text // Marine and Petroleum Geology. – 2018. – Vol. 97. – P. 672–689.
2. Amaefule, J. O. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells / J. O. Amaefule, M. Altunbay, D Tiab [et al.]. – DOI 10.2118/26436-MS. – Direct text // The SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Houston, 1993. – P. 205–220.
3. Pittman, E. D. Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from Mercury Injection Capillary Pressure curves for sandstone / E. D. Pittman. – DOI 10.1306/BDF87A4-1718-11D7-8645000102C1865D. – Direct text // AAPG Bull. – 1992. – Vol. 76, Issue 2. – P. 191–198.