

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 Междуна-
Н 72 родной 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 экс-
плуатация систем транспорта углеводородного сырья», «Автоматизация, мо-
делирование и информационные технологии в нефтегазовой отрасли и геоло-
гии», «Экология, природопользование и промышленная безопасность в нефте-
газовой отрасли», «Современные материалы, технологии и конструкции, ис-
пользуемые в нефтегазовом комплексе», «Химическая технология в нефтяной
и газовой промышленности», «Автомобильно-дорожные проблемы нефтегазо-
вого комплекса», «Проблемы и инновации в управлении нефтегазовым секто-
ром экономики: макро-, мезо- и микроуровень», «Социально-гуманитарные
аспекты развития нефтегазового региона».

Издание предназначено для научных и инженерно-технических работ-
ников, руководителей и управленческих работников предприятий нефтегазо-
вой 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

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

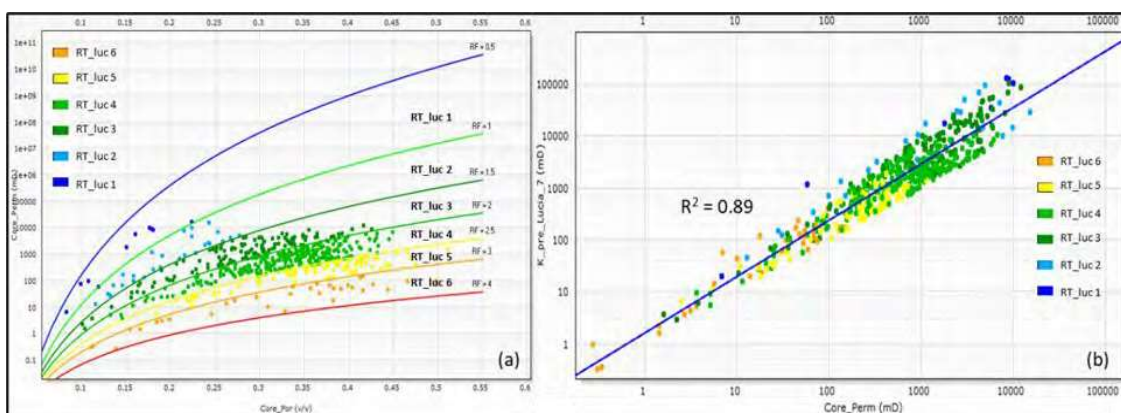


Рисунок 5. Результаты классификации типов пород по методу Люсии: (а) данные K_{core} в сравнении с данными PHI_{core} на фоне 3 RT_{luc} ; (б) Кросс-плот K_{luc} , рассчитанный на основе зависимости 5 RT_{luc} от K_{core}

Мы протестировали 3 метода типизации пород: FZI, Winland R35 и Лусии. 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 Лусия 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.

4. Lucia, F. J. Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks : a field classification of carbonate pore space / F. J. Lucia. – DOI 10.2118/10073-PA. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 1983. – Vol. 35. – P. 629–637.

Анализ положения и возможность прогнозирования высокодебитных скважин на месторождении Белый Тигр

Нгуен М. Х.

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

Изучив геологическое строение месторождений углеводородов в фундаменте Кылуонгского бассейна, были выявлены общие характеристики и закономерности в их строении, наиболее четкие из которых было предложено использовать в качестве критериев прогнозирования подобных скоплений не только в фундаменте шельфа Южного Вьетнама, но и других регионов, в том числе и в России [1–3]. Выработанные критерии могли бы также способствовать более обоснованному принятию решений об углублении скважин в фундамент в пределах известных месторождений углеводородов в осадочном чехле.

Решение этих задач стимулировало постановку новой, еще более сложной проблемы: а нельзя ли выработать методику прогнозирования участков, где наиболее вероятно получение высоких дебитов?

Для решения поставленной задачи, наряду с выявлением закономерностей в размещении скважин, где отмечались значительные дебиты в течение длительного времени, принципиально важным является понимание основных факторов формирования месторождений углеводородов. Ключевую информацию в этом отношении дает глубинная сейсморазведка МОГТ, проведенная в России в ряде нефтегазоносных областей.

Наиболее показательным и информативным является Геотраверс «Татсейс», который пересекает всю Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию [4, 5]. Его протяженность составила 1000 км. Методика сейсморазведочных работ обеспечивала изучение строения земной коры на всю ее мощность и, в то же время, - достаточно детальное изучение осадочного чехла. Такой подход к проведению работ позволил выявить особенности строения земной коры нефтеносных территорий и связи глубинного строения земной коры со строением и нефтеносностью осадочного чехла.

На сейсмическом временном разрезе видно, что строение земной коры нефтеносных территорий кардинальным образом отличается от территорий, где нефти нет (рис. 1). Во-первых, здесь наблюдаются наклонные, точнее, выполаживающиеся вниз отражатели, отображающие зоны разломов. В ряде случаев эти разломы пересекают границу Мохо и входят в верхнюю мантию. Во-вторых, сама граница Мохо под нефтяными месторождениями носит нарушенный характер.

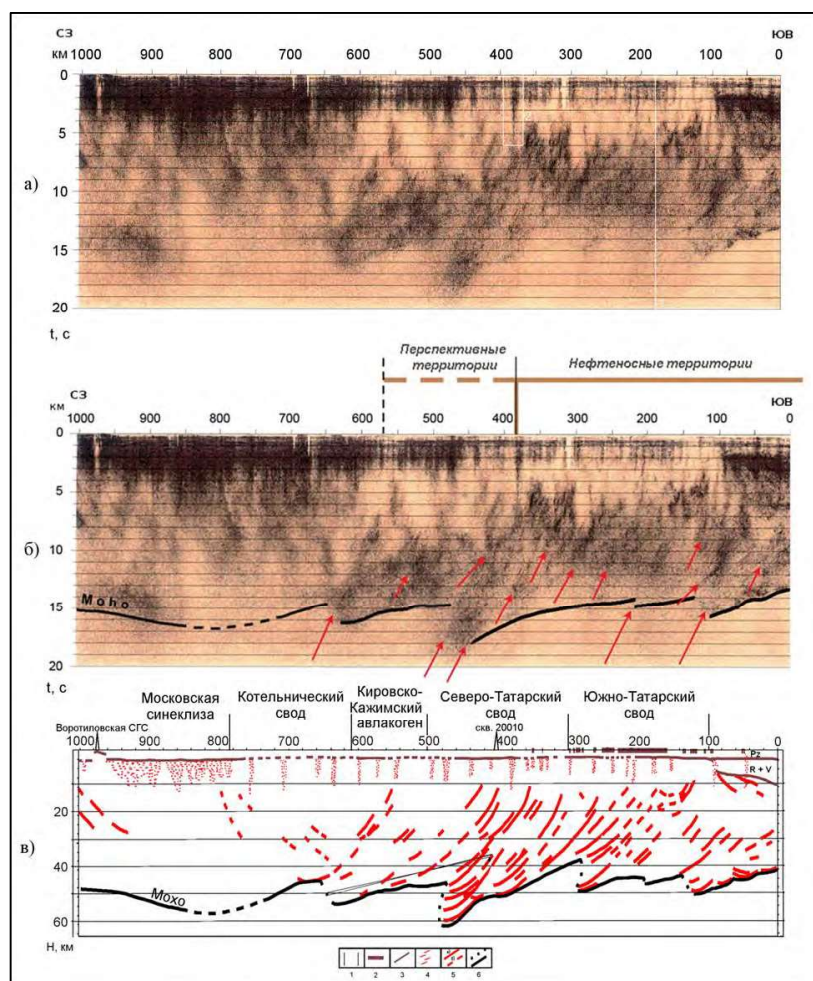


Рисунок 1. Геотраверс «Татсейс» [5]

- а) общий вид временного разреза; б) с интерпретацией; стрелками показаны наиболее сильные отражатели; в) сейсмогеологический разрез земной коры;
 1 – границы тектонических элементов первого порядка; 2 – нефтяные месторождения;
 3 – поверхность кристаллического фундамента; 4 – предполагаемые субвертикальные зоны деструкции; 5 – отражатели в консолидированной коре: а) уверенные;
 б) неуверенные; 6 – подошва расслоенной зоны – возможная граница М

Данные сейсморазведки МОГТ по региональным профилям однозначно свидетельствуют о значительной роли глубинных факторов в формировании нефтяных месторождений. Из представленных фактических материалов становится понятной и определяющая роль разломов как миграционных каналов. Если в нижней части коры они выполаживаются, то в осадочном чехле и в верхней части фундамента они субвертикальны или круто наклонены. Именно такую картину можно видеть на сейсмических разрезах по месторождениям Белый Тигр, Дракон, Дайхунг и другим (рис. 2). Разломы здесь также круто наклонены. А о глубинном их продолжении можно лишь предполагать по аналогии с разломами в Волго-Уральской провинции.

Разломы представляют собой не только флюидопроводящие каналы, но и разуплотненные зоны, высокые коллекторы. Они, собственно, и являются основным месторождением нефти.

В данном исследовании были выявлены три категории разломов:

- наиболее древние, прослеживаемые только в фундаменте;
- прослеживаемые как в фундаменте, так и в осадочных отложениях олигоцена, но не выходящие за его пределы;
- наиболее молодые, следующие от фундамента до миоцена и четвертичных отложений.

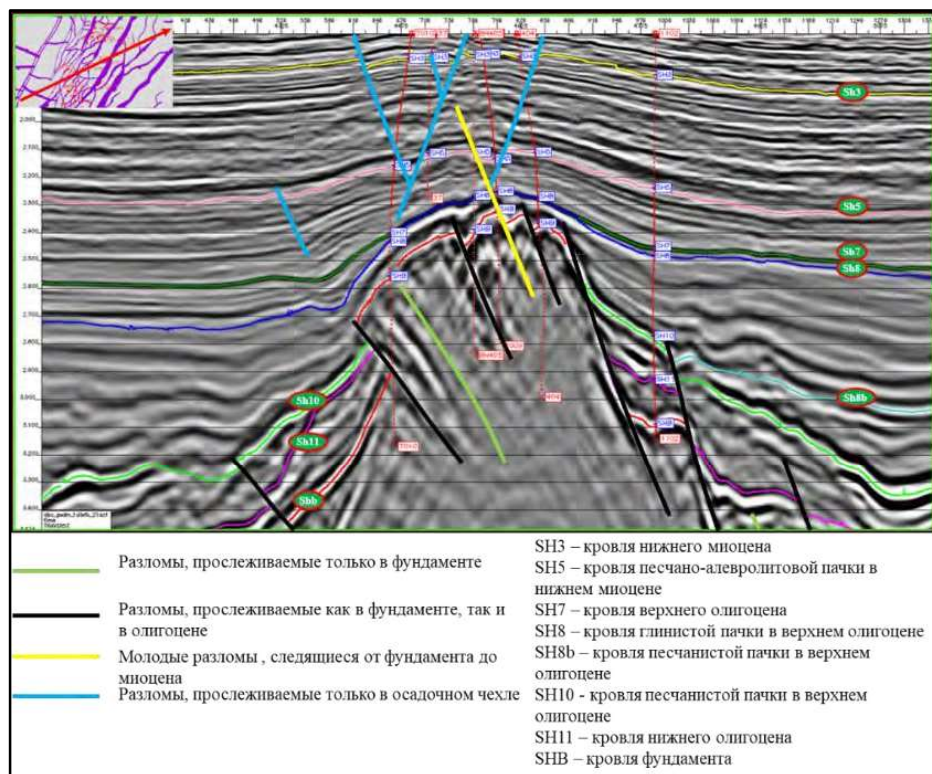


Рисунок 2. Разновозрастные системы разломов на месторождении Белый Тигр

Тектонические процессы, происходящие в Кыулунгском бассейне, провоцируют сложные изменения на поверхности фундамента. Эти изменения образуются под влиянием как тектонических сил, так и процессов эрозии. Результаты тектонической деятельности проявляются в образовании различных деформаций, таких как разломы, зоны дробления, катаклаза и милонитизации [3]. Поверхность фундамента в результате образования серии разломов разделена на поднятия и прогибы.

Можно предположить, что карты начальных дебитов эксплуатационных скважин месторождения Белый Тигр, могут отражать или быть связанными с сложными тектоническими процессами. Наше сравнение этих карт с различными системами разломов, показанными на рисунке 3,

подтверждают это предположение. Из рисунка видно, что скважины с высокими начальными дебитами находятся рядом с неотектоническими системами разломов.

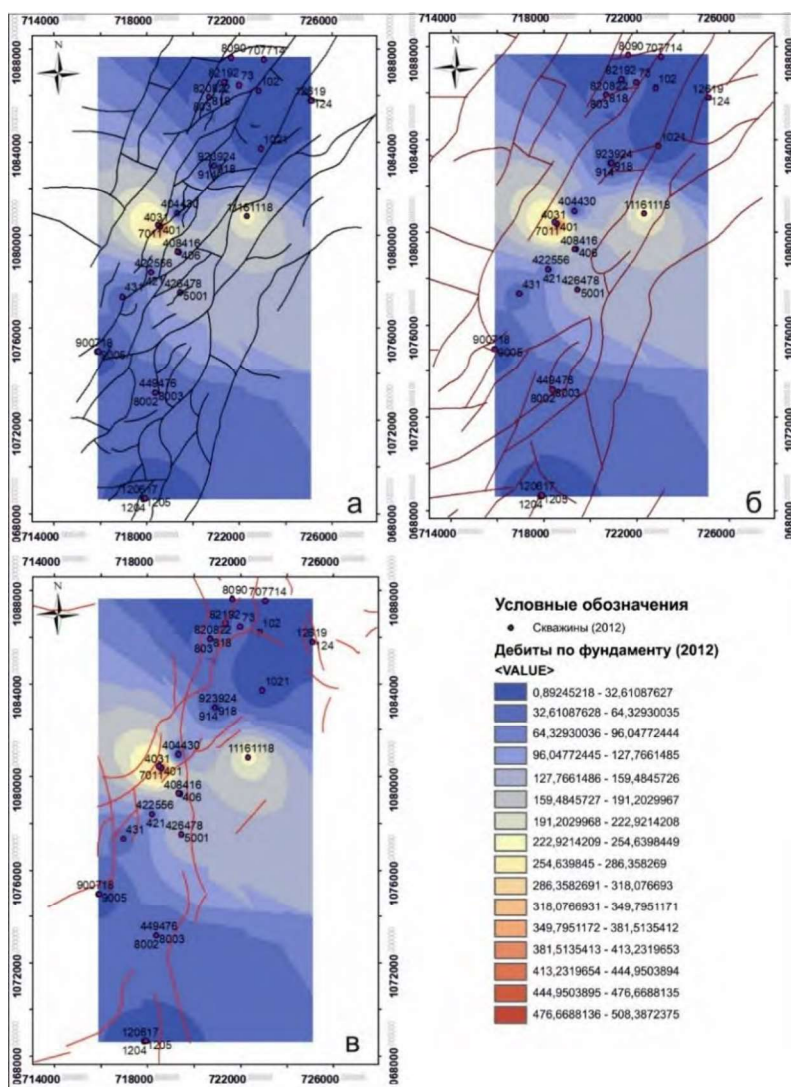


Рисунок 3. Карты начальных дебитов скважин по фундаменту месторождения Белый Тигр с разновозрастными системами разломов: а) разломы в фундаменте; б) разломы в нижнем олигоцене; в) разломы в нижнем миоцене

Согласно этому, можно предположить, что эти последние являются эффективными коллекторами, особенно в гранитных массивах, и могут быть использованы для проникновения углеводородов.

Неотектонические движения играют важную роль в формировании трещин, зон разуплотнения и обновлении этих зон. Если неотектоническая активность отсутствует, предыдущие трещиноватые зоны скорее всего будут заполнены вторичными минералами и потеряют свои фильтрационно-емкостные свойства.

В ряде случаев, молодые разломы находят отображение в морфологии дна шельфа, что может подтверждать их современную активность.

Выводы

Проведенный анализ сейсморазведочных материалов в сопоставлении с промысловыми данными по месторождению Белый Тигр позволил установить приуроченность скважин с высокими начальными дебитами и накопленной добычей к неотектоническим разломам.

Неотектоническая активность является ключевым фактором как в формировании зон разуплотнения, так и в миграции нефти и газа. Поэтому неотектоническая активность территории может рассматриваться не только как один из главных поисковых признаков, и как признак зоны, где можно ожидать высокие дебиты.

На основе комплексного анализа данных сейсморазведки, неотектоники и промысловых данных возникает принципиальная возможность прогнозирования зон, где наиболее вероятно получение высоких дебитов и длительной высокоэффективной добычи углеводородов.

Библиографический список

1. Nguyen, M. H. Characteristics of oil and gas accumulations in basement and vision toward successful exploration / M. H. Nguyen, V. A. Trofimov, E. Yu. Goryunov. – Direct text // Conference Agenda "Challenging of Petroleum Geology in Exploration and Production", 08 June 2017. – Hanoi, Vietnam, 2017. – P. 136–147.
2. Горюнов, Е. Ю. Основные черты и закономерности строения месторождений нефти и газа в фундаменте Кыулунгской впадины (Вьетнам) / Е. Ю. Горюнов, М. Х. Нгуен. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 97–103.
3. Горюнов, Е. Ю. Закономерности строения месторождений нефти и газа в фундаменте Кыулунгского бассейна (Вьетнам) / Е. Ю. Горюнов, М. Х. Нгуен. – Текст : непосредственный // Экспозиция нефть газ. – 2018. – № 4 (64). – С. 18–22.
4. Trofimov, V. A. Structural Features of the Earth's Crust and Petroleum Potentia I: First Results of CMP Deep Seismic Survey along the Geotraverse across the Volga-Ural Petroliferous Province / V. A. Trofimov. – DOI 10.1134/S1028334X06080034. – Direct text // Doklady Earth Sciences. – 2006. – Vol. 411. – P. 1178–1183.
5. Трофимов, В. А. Глубинные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий / В. А. Трофимов. – Москва : ГЕОС, 2014. – 202 с. – Текст : непосредственный.