

УДК 622.276.031:550.822.3
DOI: 10.52531/1682-1696-2026-26-1-85-91

Научная статья

EDN: IBWTYQ

ОТ ЭКСПЕРТНОЙ ОЦЕНКИ К ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМ СИСТЕМАМ: АВТОМАТИЗАЦИЯ ВЕРИФИКАЦИИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГТИ

Р.Р. Илъязов

ФГБОУ ВО «Российский
государственный геологоразведочный
университет» им. Серго
Орджоникидзе, Москва, РФ

Original article

FROM EXPERT ASSESSMENT TO INTELLIGENT SYSTEMS: AUTOMATION OF VERIFICATION AND INTERPRETATION OF MUD LOGGING DATA

R.R. ILYAZOV

RUSSIAN STATE GEOLOGICAL PROSPECTING
UNIVERSITY NAMED AFTER SERGO
ORDZHONIKIDZE, MOSCOW, RF

Рост доли горизонтального бурения в сложных геолого-технических условиях повышает требования к оперативности и достоверности информации, поступающей со станций геолого-технологических исследований (ГТИ) и используемой при геонавигации и принятии решений в процессе строительства скважин. В статье представлен комплексный анализ фундаментальных ограничений традиционных методов интерпретации данных ГТИ: показано, что экспоненциальный рост многомерных потоков данных, нелинейность внутрислоевых зависимостей и высокая зашумленность сигналов превышают когнитивные возможности оператора в режиме реального времени. Обоснована технологическая неизбежность перехода от субъективной экспертной оценки к автоматизированной автономной интерпретации на базе алгоритмов машинного обучения (ML) и искусственного интеллекта (ИИ). Рассмотрены ключевые векторы цифровизации ГТИ: применение алгоритмов компьютерного зрения (сверточные нейросети) для объективного литологического анализа шлама; использование рекуррентных сетей для прогнозирования профиля газового каротажа с учетом динамического времени отставания; а также инновационное направление «биогеофизики» – секвенирование микробиома пластовых флюидов (NGS) в качестве естественных трассеров. Доказано, что интеграция специализированных нейросетевых архитектур обеспечивает высокоточную фильтрацию техногенных шумов, надежную идентификацию насыщения коллектора и предиктивную диагностику осложнений (ГНВП).

Ключевые слова: геолого-технологические исследования (ГТИ), геонавигация, горизонтальное бурение, машинное обучение, нейронные сети, газовый каротаж, буровой шлам, компьютерное зрение

The growing share of horizontal drilling in difficult geological and technical conditions increases the requirements for the efficiency and reliability of information received from mud logging stations and used in geonavigation and decision-making during the construction of wells. The article presents a comprehensive analysis of the fundamental limitations of traditional methods of interpretation of mud logging: it is shown that the exponential growth of multidimensional data flows, the nonlinearity of intra-layer dependencies and high noise of signals exceed the cognitive capabilities of the operator in real time. The technological inevitability of the transition from subjective expert assessment to automated autonomous interpretation based on machine learning (ML) and artificial intelligence (AI) algorithms is substantiated. The key vectors of mud logging digitalization are considered: the use of computer vision algorithms (convolutional neural networks) for objective lithological analysis of sludge; the use of recurrent networks to predict the profile of gas logging taking into account the dynamic lag time; as well as the innovative direction of "biogeophysics" – sequencing of the microbiome of reservoir fluids (NGS) as natural tracers. It is proved that the integration of specialized neural network architectures provides high-precision filtering of man-made noise, reliable identification of collector saturation and predictive diagnosis of complications.

KEY WORDS: mud logging, geosteering, horizontal drilling, machine learning, neural networks, mud logging, drill cuttings, computer vision

ВВЕДЕНИЕ

Бурение скважин – ключевой фактор, непосредственно влияющий на добычу нефти и газа. Для под-

держания уровня добычи углеводородов становится необходимым вовлечение в разработку ранее экономически нерентабельных категорий запасов, представленных сложными геологическими условиями залегания, в том числе низкопроницаемыми, тонкос-

© Р.Р. Илъязов
Поступила в редакцию 11.03.2026

лоистыми коллекторами с фациальной неоднородностью коллектора по латерали, водоплавающими залежами с газовыми шапками, наличие зон нахождения нефти с относительной повышенной вязкостью и т.д. Эффективная разработка таких залежей все больше опирается на бурение скважин с горизонтальным окончанием, в связи с чем с 2010 г., фиксируется рост объемов горизонтального бурения (рис.1) и рост средней длины горизонтальных участков скважин в России (рис. 2) [8, 10, 12].

Эффективная проводка подобных скважин требует оперативной геонавигации в процессе бурения, основанной на точных данных о геологическом строении вскрываемого разреза и насыщении коллектора флюидом. За последние годы развитие технологий геофизических исследований в процессе бурения (Logging While Drilling- LWD) позволило с высокой точностью определять траекторию ствола скважины, детально изучать вскрываемый разрез залежи и оценивать насыщенность пласта флюидами. Тем не менее, несмотря на постоянное совершенствование измерительной аппаратуры, получаемые каротажные диаграммы и методы их интерпретации все еще не обладают абсолютной точностью. На качество данных геофизических исследований скважин влияют не только технические характеристики приборов, но и само состояние ствола: наличие или отсутствие спирализации, каверн и желобов, образование шламовых подушек, расслоение бурового раствора, степень его проникновения в пласт и ряд других факторов. Кроме того, бурение горизонтальных участков осуществляется в относительно узком целевом интервале глубин. Это существенно затрудняет стандартизацию и нормировку получаемых данных, поскольку в таких условиях, как правило, отсутствуют надежные опорные пласты, а каротажные диаграммы регистрируются исключительно в пределах целевого горизонта [6, 7, 15].

Еще одним из источников получения оперативной информации для геонавигации, являются

ГТИ – составная часть геофизических исследований скважин. Они предназначены для контроля состояния скважины на всех этапах ее строительства, изучения геологического разреза, достижения высоких технико-экономических показателей и обеспечения выполнения природоохранных требований [11]. ГТИ позволяют: распознавать и определять продолжительность технологических операций, оптимизировать процесс углубления скважины, выявлять поглощения бурового раствора и нефтегазоводопроявления на ранней стадии, контролировать гидродинамические давления в скважине, прогнозировать пластовые и поровые давления, а также диагностировать предаварийные ситуации в режиме реального времени. По данным ГТИ проводится выбор и корректировка интервалов отбора керна, шлама, испытаний пластов, оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза, выделение реперных горизонтов.

Одной из основных геологических задач ГТИ является выделение в разрезе скважины пластов-коллекторов и оперативная оценка характера их насыщения и фильтрационно-емкостных свойств [5, 11]. По данным газового каротажа возможно определение межфлюидных контактов (ГНК, ВНК) и выделение интервалов высоковязких нефтей [1]. Станция ГТИ генерирует огромные массивы временных данных (более 30 параметров, с шагом регистрации в 1 сек.), которые человек не способен коррелировать и интерпретировать в реальном времени. В этом кроется фундаментальная проблема – объем и многомерность поступающих данных превышают когнитивные способности человека для их обработки в режиме реального времени: оператор тратит часы на ручную обработку данных, усталость персонала (особенно в ночные смены) приводит к пропуску интервалов или смены коллектора. Традиционные кросс-плоты, линейные регрессии и палетки больше не справляются с нелинейными зависимостями, возникающими при бурении горизонтальных стволов. Именно поэтому

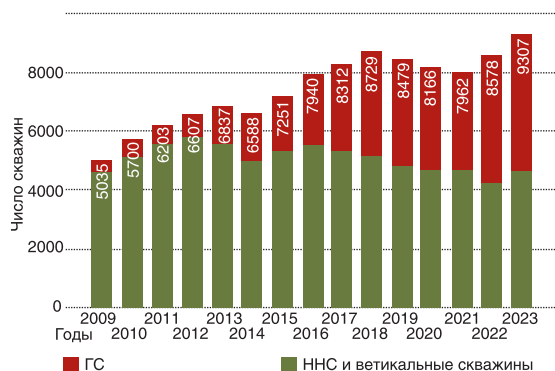


РИС. 1.

Динамика числа горизонтальных и наклонно направленных скважин (ННС) в России [8]

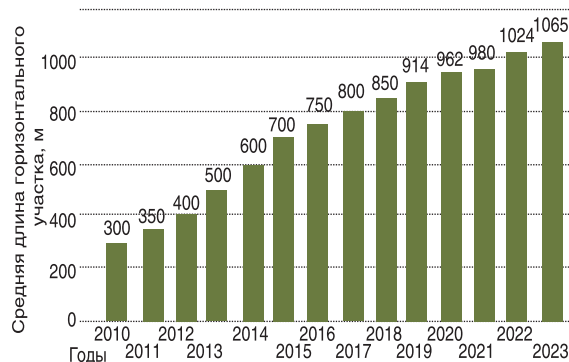


РИС. 2.

Динамика роста средней длины горизонтальных участков скважин в России [10]

применение нейронных сетей переходит из разряда “инноваций” в разряд “производственной необходимости”.

Данные ГТИ используются для: геонавигации, петрофизического сопровождения, геомеханического сопровождения, контроля замеров, сейсмического сопровождения, заканчивания скважин, анализа инцидентов при строительстве скважин. Опыт проводки горизонтальных скважин подтверждает, что сырые данные ГТИ требуют непрерывной круглосуточной верификации. В условиях высокой скорости бурения оперативный контроль качества становится критическим фактором, исключающим принятие решений на основе недостоверной информации [3, 4]. Кроме того, использование данных ГТИ имеет большой потенциал дальнейшего развития на основе современного оборудования и машинного обучения [2].

Перед использованием данных ГТИ, как правило, применяется проверка качества исходных данных, оценка осуществляется интерпретатором и основана на экспертном опыте специалиста. Проверка данных имеет критическое значение, так как некачественные данные влияют на правильность принимаемых решений, снижают эффективность геологического сопровождения в целом, увеличивают стоимость строительства скважины за счет непроизводительного времени (НПВ) или осложнений. Именно поэтому крупнейшими отечественными компаниями повсеместно реализуются мероприятия по повышению качества данных ГТИ, такие как:

1) Стандартизация требований – разрабатываются и внедряются локальные нормативные документы (АНД), позволяющие унифицировать технические задания и минимизировать методологические неопределенности на этапе планирования работ.

2) Полевой аудит и консалтинг – внедряется система выездных технических аудитов станций ГТИ.

3) Круглосуточный мониторинг и верификация – организуются центры удаленной оперативной оценки качества данных, позволяющие в режиме реального времени верифицировать входящий поток информации и применять объективные метрики оценки эффективности работы подрядчика.

В итоге данный подход минимизирует риски при бурении горизонтальных скважин и обеспечивает принятие корректных управленческих решений на всех этапах строительства.

НЕОБХОДИМОСТЬ АВТОМАТИЗАЦИИ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ БУРОВОГО ШЛАМА

Описание бурового шлама является основой для оперативного литологического анализа, определения типа насыщения коллектора, состояния ствола скважины и т.д. [20, 25].

Исторически данные по описанию шлама оставались одним из самых «аналоговых» сегментов ГТИ,

сильно зависящим от квалификации оператора (геолога) на станции, что является слабыми местами исследований. Рассмотрим основные из них:

1. Субъективность описания шлама. Человеческий фактор при визуальном анализе – описание шлама основывается на экспертном опыте геолога. Учитывая нехватку квалифицированных специалистов на рынке труда, высокую скорость бурения и необходимость оперативной выдачи результатов анализа, нередки ошибки в описании шлама, которые приводят к неверной оценке литологического строения, что является критичным для геонавигации.

2. Задержка данных. Необходимость прогнозирования свойств породы перед долотом или в реальном времени – часть данных (газовый каротаж и шлам) приходят с временной задержкой, связанной с необходимостью выхода газопоказаний и шлама на поверхность и времени их анализа. Ошибки в определении времени отставания приводят к неверной привязки проб шлама к глубине и, тем самым, к некорректным данным.

Быстрое развитие технологии компьютерного зрения в последние годы помогло осуществить автоматическую идентификацию горных пород. Использование нейронных сетей позволило автоматизировать классификацию шлама по изображению и перейти от простых классификаторов (песчаник/глина) к определению текстур и содержания минералов. В настоящее время отечественные и зарубежные ведущие сервисные компании активно интегрируют технологии ИИ в цикл ГТИ. Это позволяет минимизировать влияние субъективных факторов и существенно повысить достоверность оперативных исследований [26].

Еще одним перспективным и новаторским научным направлением изучения бурового шлама, способных обеспечить качественно новый уровень понимания внутрискважинных процессов, является изучение микробиома нефтегазовых месторождений. Применение передовых молекулярно-биологических технологий, в частности методов секвенирования нового поколения (Next-Generation Sequencing, NGS), открывает перед геофизиками и разработчиками новые, ранее не используемые возможности. Данный инструментальный позволяет расшифровывать генетические профили пластовых флюидов, используя их как специфические природные биомаркеры [16, 18, 19]. Более того, он дает возможность осуществлять непрерывный мониторинг динамики состава и концентрации микробных сообществ на различных этапах технологического цикла нефтедобычи. Как было продемонстрировано в ходе пилотных работ [22], внедрение секвенирования ДНК микробиомы проб бурового шлама возможно в полевых условиях и обладает колоссальным прикладным потенциалом. Так, непосредственно в процессе бурения скважин генетический анализ шлама и бурового раствора мо-

жет служить индикатором для оценки характера насыщения вскрываемых коллекторов. Уникальные сообщества микроорганизмов фактически выступают в роли естественных, экологически чистых трассеров. Особую ценность секвенирование представляет для оптимизации разработки сложных объектов. Выявление специфических микробных «маркеров» активно применяется при прогнозировании и последующей детальной оценке профиля притока в сложных горизонтальных и наклонно-направленных скважинах [23]. Эта же методология критически важна для пространственного картирования систем трещин и оптимизации дизайнов многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП). Не менее значима роль геномики флюидов при диагностике осложнений в процессе эксплуатации фонда. Анализ микробиома дает ключ к пониманию истинных причин и генезиса быстрого обводнения добывающих скважин, позволяя дифференцировать прорыв закачиваемых агентов от поступления законтурных или подошвенных вод. В конечном итоге, формирование нового междисциплинарного стыка – своеобразной «биогеофизики» с применением автоматизированной обработки данных на основе машинного обучения – способствует существенному повышению эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ) и обеспечивает надежную базу данных для комплексной оценки успешности реализуемых геолого-технологических мероприятий (ГТМ) [13, 14, 23].

АВТОМАТИЗАЦИЯ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГАЗОВОГО КАРОТАЖА НА ОСНОВЕ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

Как было отмечено ранее, текущая верификация данных ГТИ опирается преимущественно на экспертный опыт интерпретатора. При этом газовый каротаж (ГК) остается уникальным инструментом: являясь прямым источником информации о пластовом флюиде в процессе углубления скважины, он обладает высокой оперативностью и низкой стоимостью по сравнению с методами ГИС на кабеле.

На сегодняшний день классические методики интерпретации ГК (ОПУС-3 Э.Е. Лукьянова, коэффициенты Пикслера, Старосельского, а также расчет отношений Wh , Bh , Ch) базируются на анализе соотношений легких и тяжелых углеводородных компонентов [9, 17, 21]. Однако применение данных подходов в сложных коллекторах часто дает неоднозначные результаты. Это обусловлено существенным влиянием техногенных факторов: нестабильностью режимов бурения; ложными аномалиями при проведении технологических операций; десорбцией газа из шлама в низкопроницаемых пластах; «фоновым» влиянием растворов на углеводородной основе (РУО).

В таких условиях традиционные математические модели не способны учесть весь спектр нелинейных

Р.Р. ИЛЬЯЗОВ
ОТ ЭКСПЕРТНОЙ ОЦЕНКИ К ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМ
СИСТЕМАМ: АВТОМАТИЗАЦИЯ ВЕРИФИКАЦИИ
И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГТИ

зависимостей, что диктует необходимость перехода к алгоритмам машинного обучения.

Кроме того, практическая интерпретация сталкивается со следующими системными проблемами:

1. Время отставания и его вариативность – в горизонтальном стволе скорость транспорта шлама и газа зависит от профиля ствола, расхода, реологии, режима бурения и очистки. Время отставания перестает быть постоянной величиной и начинает изменяться во времени, что приводит к смещению газовых аномалий по глубине и ухудшению корреляции с LWD/ГИС.

2. Различная природа газовых аномалий – рост газа может быть вызван не только вскрытием продуктивного интервала, но и изменением режима бурения, колебаниями скорости проходки, изменением степени дегазации бурового раствора и гидравлического режима.

3. Высокая зашумленность данных и пропуски регистрации – исходные данные содержат ложные газовые аномалии из-за перерывов в циркуляции, необходимых для наращивания инструмента (так называемый газ наращивания). При ручной интерпретации это означает рост неопределенности и влияние человеческого фактора.

4. Ограниченность методик интерпретации – модели, настроенные на одном месторождении или даже на одной кустовой площадке, могут плохо работать на другой из-за различий в растворе, оборудовании, компоновке, геологии и режимах бурения. Следовательно, требуется подход, способный обучаться на больших архивах и адаптироваться к новым условиям.

В таких условиях традиционные математические модели не способны учесть весь спектр нелинейных зависимостей, что диктует необходимость перехода к алгоритмам машинного обучения.

Преимущество моделей машинного обучения (ML) заключается в их способности анализировать многомерные зависимости, учитывать контекст (предысторию сигнала) и одновременно обрабатывать десятки технологических каналов. Адаптивность алгоритмов и возможность их масштабирования на различные объекты бурения определяют вектор современных разработок в области ГТИ.

Ключевыми направлениями внедрения интеллектуальных систем являются:

1. Автоматизированная очистка и верификация данных. Фильтрация техногенных шумов, коррекция времени отставания (лага) и восстановление пропусков в регистрации.

2. Прогнозирование литологического разреза. Интегральный анализ газопоказаний и механических параметров бурения для оперативной идентификации типов пород.

3. Идентификация характера насыщения. Классификация типа насыщения коллектора (нефть/конденсат/газ/вода) с точностью, превосходящей возмож-

ности традиционных кросс-плотов и компонентных отношений.

4. Предупреждение осложнений и аварийных ситуаций. Раннее обнаружение признаков ГНВП (газо-нефтеводопроявлений) на основе анализа аномалий в поведении системы «пласт–скважина».

5. Оценка продуктивного потенциала. Использование косвенных признаков ГТИ для предварительного прогноза продуктивности горизонтальных окончаний и оптимизации заканчивания скважин [24].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье описаны результаты работ по оценке качества данных ГТИ при бурении горизонтальных скважин, показаны проблемы, влияющие на качество данных, и обозначена необходимость автоматизации процесса оценки качества и интерпретации данных. Также показано, что:

1. Учитывая объемы и доступность данных ГТИ, использование ИИ для систематизации, обработки и анализа этих данных способны существенно повысить уровень объема приобретаемой геолого-технологической информации.

2. Переход к автономной интерпретации. Применение специализированных архитектур нейронных сетей (сверточных – для анализа шлама, рекуррентных – для временных рядов ГК и технологических параметров) минимизирует влияние субъективного фактора. Это обеспечивает высокую скорость принятия решений, критически важную в условиях сложного геологического строения. Переход к полнофункциональному сервису является необходимым условием для цифровизации бурения.

3. Технологическая неизбежность. Традиционные детерминированные методы (палетки, линейные регрессии) исчерпали свой ресурс в задачах описания нелинейных зависимостей современных коллекторов. Внедрение нейросетевых алгоритмов в практику ГТИ переходит из категории «инноваций» в статус обязательного производственного стандарта, обеспечивающего эффективность и безопасность строительства скважин.

Дальнейшее развитие предложенных подходов позволит сформировать единую интеллектуальную среду сопровождения бурения, минимизирующую риски человеческого фактора.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ильязов Р.Р., Никифоров С.А., Черников Е.Ю., Рахимов Т.Р. Применение газового каротажа для геонавигации и оперативного определения межфлюидных контактов при проводке горизонтальных скважин // Нефтяное Хозяйство. 2023. № 2. С. 72–77. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-4-72-77
2. Ильязов Р.Р. Потенциал развития газового каро-

тажа при бурении скважин // Нефтепромысловое дело. 2025. № 8(680). С. 11–16.

3. Ильязов Р.Р. Современные возможности газового каротажа при бурении скважин и необходимость его комплексного метрологического обеспечения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2023. № 8 (368). С. 11–18. DOI: 10.33285/0130-3872-2023-8(368)-11-18.
4. Лукьянов Э.Е. Газовый каротаж: есть ли свет в конце тоннеля? // НТВ «Каротажник». Тверь: АИС, 2008. № 7 (172). С. 3–49.
5. Лукьянов Э.Е. Геолого-технологические и геофизические исследования в процессе бурения. Новосибирск: Издательский дом «Наследие Сибири», 2009. 752 с.
6. Мирзаджанзаде А.Х., Шахвердиев А.Х., Кузнецов О.Л., Мамедзаде А.М. Геоманнитные поля и месторождения нефти и газа // Геология нефти и газа. 1996. № 6. С. 4.
7. Мирзаджанзаде А.Х., Шахвердиев А.Х., Кузнецов О.Л., Мирзаджанова Д.Д. Метод фазовой плоскости для интерпретации каротажных диаграмм // Геология нефти и газа. 2000. № 3. С. 36–39.
8. Российский рынок бурения нефтяных скважин: текущее состояние и сценарии развития до 2030 года. М.: RPI, 2024. 119 с.
9. Старосельский В.И. Этан, пропан, бутан в природных газах нефтегазовых бассейнов. М.: Недра. 1990. С. 186.
10. Сугаипов Д.А. Выбор оптимальной системы разработки месторождений за счет применения горизонтальных, многозабойных и горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта // Нефтяное хозяйство. 2026. № 1. С. 46–51. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2026-1-46-51>
11. Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин. РД 153-39.0-069-01. Коллектив авторов. Тверь, 2001. 91 с.
12. Шахвердиев А.Х., Брезицкий С.В., Галеев Ф.Х. Унифицированная методика определения технологической и экономической эффективности геолого-технологических мероприятий // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1999. № 6. С. 48–55.
13. Шахвердиев А.Х., Ильязов Р.Р., Арефьев С.В., Поздышев А.С. О включении высокообводненных запасов недонасыщенных нефтью коллекторов в категорию трудноизвлекаемых // Нефтяное хозяйство. 2023. № 4. С. 34–39. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-4-34-39.
14. Шахвердиев А.Х. Унифицированная методика расчета эффективности геолого-технических мероприятий // Нефтяное хозяйство. 2001. № 5. С. 44–47.

15. ЩЕТИНИНА Н.В., БАСЫРОВ М.А., ЗЫРЯНОВА И.А. и др. Технологии интерпретации данных геофизических исследований горизонтальных скважин: настоящее и будущее // Нефтяное хозяйство. 2017. № 11. С. 26–31.
16. CHAPPELLE F.H., O'NEILL, K., BRADLEY, P.M., METHE B.A., CIUFO, S.A., KNOBEL L.L., LOVELEY D.R. A hydrogen-based subsurface community dominated by methanogens. *Nature* 415. P. 312–325.
17. HAWORTH J., SELLENS M., WHITTAKER A. Interpretation of Hydrocarbon Shows Using Light (C1-C5) Hydrocarbon Gases from Mud-Log Data. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. 1985. V. 69, N 8 (August). С. 1305–1310.
18. KRUMHOLZ L., MCKINLEY, J.P., ULRICH, G.A., SUFLITA J.M. Confined subsurface microbial communities in Cretaceous rock. *Nature*. 1997. 386. P. 64–66.
19. LIN L.H., WANG P.L., RUMBLE D., LIPPMANN-PIPKER J., BOICE E., PRATT M.L., LOLLAR B.S., BRODIE E.L., HAZEN T.C., ANDERSEN G.L., DESANTIS T.Z., MOSER D.P., ET AL. Longterm sustainability of a high-energy, low-diversity crustal biome. *Science*. 2007. 314. 497–482.
20. LIN P., YU T.F., XU Z.H., SHAO R.Q., WANG W.Y. Geochemical, mineralogical, and microstructural characteristics of fault rocks and their impact on TBM jamming: a case study. *Bull. Eng. Geol. Environ.* 2022. 81, 64. (2022), <https://doi.org/10.1007/s10064-021-02548-0>
21. PIXLER B.O. Formation Evolution by Analysis of Hydrocarbon Ratios. SPE-AIME, Baroid Div. National Lead Co. *Journal of petroleum technology*. JUNE, 1969. P. 665–670.
22. POSDYSHEV A.S., SHELYAKIN P.V., SHAIKHUTDINOV N.M., POPOV A.A., LOGACHEVA M.D., TUTUKINA M.N., GELFAND M.S. Using DNA-Logging to Determine Inflow Profile in Horizontal Wells. SPE Russian Petroleum Technology Conference / Virtual. 2021. October doi: <https://doi.org/10.2118/206515-MS>.
23. SHAKHVERDIEV A.KH., ILYAZOV R.R. Combining gas logging, well logging and cuttings microbiota data to improve geosteering and flow profile prediction in a horizontal well // SOCAR Proceedings. 2024. № S1. P. 7–14. DOI: 10.5510/OGP2024SI101034
24. SOROMOTIN A.V., MARTYUSHEV D.A., STEPANENKO I.B. Application of machine learning methods to forecast the rate of horizontal wells // SOCAR Proceedings Special Issue No. 1 (2023) 070-077 / DOI: <http://dx.doi.org/10.5510/OGP2023SI100833>
25. XU Z., MA W., LIN P., SHI H., PAN D., LIU T. Deep learning of rock images for intelligent lithology identification, *Computers and Geosciences*. <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2021.104799>. 2021.
26. ZHENHAO XU, WEN MA, PENG LIN, YILEI HUA.

Deep learning of rock microscopic images for intelligent lithology identification: Neural network comparison and selection // *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 2022. N 14. P. 1140–1152. <https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2022.05.009>

REFERENCES

1. ILYAZOV R.R., NIKIFOROV S.A., CHERNIKOV E. YU., RAKHIMOV T. R. Application of gas logging for geosteering and prompt determination of interfluid contacts during horizontal well drilling. *Neftyanoye Khozyaystvo*. 2023;2:72–77. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-4-72-77
2. ILYAZOV R.R. Potential for the development of gas logging during well drilling. *Neftpromyslovoye delo*. 2025;8 (680):11–16.
3. ILYAZOV R.R. Modern capabilities of gas logging during well drilling and the need for its comprehensive metrological support. *Stroitel'stvo neftnykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*. 2023;8;(368):11–18. DOI: 10.33285/0130-3872-2023-8(368)-11-18.
4. LUKYANOV E.E. Gas logging: is there light at the end of the tunnel? *NTV "Karotazhnik"*. Tver: AIS, 2008; 7; (172):3–49.
5. LUKYANOV E.E. Geological, technological and geophysical studies during drilling. Novosibirsk: Izdatel'skiy dom «Naslediye Sibiri», 2009:752.
6. MIRZADZHANZADE A.KH., SHAKHVERDIEV A.KH., KUZNETSOV O.L., MAMEDZADE A.M. Geomagnetic fields and oil and gas fields. *Geologiya nefi i gaza*. 1996;6:4.
7. MIRZADZHANZADE A.KH., SHAKHVERDIEV A.KH., KUZNETSOV O.L., MIRZADZHANOVA D.D. Phase plane method for interpreting well logging diagrams. *Geologiya nefi i gaza*. 2000;3:36–39.
8. Russian oil drilling market: current status and development scenarios up to 2030. Moscow: RPI, 2024:119.
9. STAROSEL'SKY V.I. Ethane, propane, butane in natural gases of oil and gas basins. Moscow: Nedra, 1990:186.
10. SUGAIPOV D.A. Selection of the optimal field development system through the use of horizontal, multilateral and horizontal wells with multistage hydraulic fracturing. *Neftyanoye Khozyaystvo*. 2026;1:46–51. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2026-1-46-51>
11. Technical instructions for conducting geological and technological studies of oil and gas wells. RD 153-39.0-069-01. Collective authors. Tver, 2001:91.
12. SHAKHVERDIEV A.KH., BREZITSKY S.V., GALEEV F.KH. Unified methodology for determining the technological and economic efficiency of geological and technological measures. *Azerbaydzhanskiye neftyanoye khozyaystvo*. 1999;6:48–55.
13. SHAKHVERDIEV A.KH., ILYAZOV R.R., AREFYEV S.V., POZDYSHEV A.S. On the inclusion of highly water-cut reserves of undersaturated oil reservoirs in the category of hard-to-recover reserves. *Neftyanoye*

- Khozyaystvo*. 2023;4:34–39. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-4-34-39.
14. SHAKHVERDIEV A.KH. Unified methodology for calculating the efficiency of geological and technical measures. *Neftyanoye Khozyaystvo*. 2001;5:44–47.
 15. SHCHETININA N.V., BASYROV M.A., ZYRYANOVA I.A. ET AL. “Technologies for interpreting horizontal well logging data: present and future”. *Neftyanoye Khozyaystvo*. 2017;11:26–31.
 16. CHAPPELLE F.H., O’NEILL K., BRADLEY P.M., METHE B.A., CIUFO S A., KNOBEL L.L., LOVELEY D.R. “A hydrogen-based subsurface community dominated by methanogens”. *Nature*. 2002;415:312–325.
 17. HAWORTH J., SELLENS M., WHITTAKER A. “Interpretation of Hydrocarbon Shows Using Light (C1–C5) Hydrocarbon Gases from Mud-Log Data.” *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. 1985; 69;(8) (August):1305–1310.
 18. KRUMHOLZ L., MCKINLEY J.P., ULRICH G.A., SULITA J.M. Confined subsurface microbial communities in Cretaceous rock. *Nature*. 1997. 386:64–66.
 19. LIN L.H., WANG P.L., RUMBLE D., LIPPMANN-PIPKER J., BOICE E., PRATT M.L., LOLLAR B.S., BRODIE E.L., HAZEN T.C., ANDERSEN G.L., DESANTIS T.Z., MOSER D.P., ET AL. Longterm sustainability of a high-energy, low-diversity crustal biome. *Science* 2007. 314:497–482.
 20. LIN P., YU T.F., XU Z.H., SHAO R.Q., WANG W.Y. Geochemical, mineralogical, and microstructural characteristics of fault rocks and their impact on TBM jamming: a case study. *Bull. Eng. Geol. Environ.* 2022. 81, 64. <https://doi.org/10.1007/s10064-021-02548-0>
 21. PIXLER B.O. Formation Evolution by Analysis of Hydrocarbon Ratios. SPE-AIME, Baroid Div. National Lead Co. *Journal of petroleum technology*. JUNE. 1969: 665–670.
 22. POSDYSHEV A.S., SHELYAKIN P.V., SHAIKHUTDINOV N.M., POPOV A.A., LOGACHEVA M.D., TUTUKINA M.N., GELFAND M.S. Using DNA-Logging to Determine Inflow Profile in Horizontal Wells. SPE Russian Petroleum Technology Conference. *Virtual*. 2021. October doi: <https://doi.org/10.2118/206515-MS>.
 23. SHAKHVERDIEV A.KH., ILYAZOV R.R. Combining gas logging, well logging and cutting microbiota data to improve geosteering and flow profile prediction in a horizontal well. *SOCAR Proceedings*. 2024;S1:7–14. DOI: 10.5510/OGP2024SI101034
 24. SOROMOTIN A.V., MARTYUSHEV D.A., STEPANENKO I.B. Application of machine learning methods to forecast the rate of horizontal wells. *SOCAR Proceedings Special Issue*. 2023;1:070–077. DOI: <http://dx.doi.org/10.5510/OGP2023SI100833>
 25. XU Z., MA W., LIN P., SHI H., PAN D., LIU T. Deep learning of rock images for intelligent lithology identification, *Computers and Geosciences*. 2021, <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2021.104799>.
 26. ZHENHAO XU, WEN MA, PENG LIN, YILEI HUA. Deep learning of rock microscopic images for intelligent lithology identification: Neural network comparison and selection. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*. 2022;14:1140–1152 <https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2022.05.009>

Ильязов Ринат Расимович,
соискатель кафедры разработки и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений ФГБОУ ВО «Российский государственный
геологоразведочный университет» имени Серго
Орджоникидзе

✉ 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23,
117997, Moscow, Miklukho-Maklaya St., 23,
e-mail: rilyazov@mail.ru