

## ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ

УДК: 550.8.053

DOI: [10.46698/VNC.2021.40.15.009](https://doi.org/10.46698/VNC.2021.40.15.009)

Оригинальная статья

# Обзор технологий комплексной обработки переинтерпретации данных геофизических исследований скважин для детального расчленения разреза и переоценки запасов углеводородов

Т. Б. Эзирбаев 

Грозненский государственный нефтяной технический университет им. акад.  
М. Д. Миллионщикова, Россия, 364051, Чеченская Республика, г. Грозный,  
пр-т им. Х. А. Исаева, д. 100, e-mail: timersno@mail.ru

Статья поступила: 26.04.2020, доработана: 21.05.2021, одобрена в печать: 10.06.2021

**Резюме:** Актуальность работы. По материалам имеющейся в открытом доступе зарубежной и отечественной научной литературы и собственных исследований выполнен аналитический обзор наиболее известных отечественных и зарубежных технологий и методик оцифровки, детальной обработки и комплексной интерпретации каротажных данных, записанных с целью литологического расчленения разреза и выявления продуктивных пород – коллекторов. **Цель работы.** Полученные конечные результаты и сопоставление их с данными лабораторного анализа кернов позволяет сделать вывод о том, что использование современных технологий интерпретации данных ГИС дает возможность более детально и достоверно оценить геологические характеристики и флюидонасыщенность вышеуказанных отложений. **Методы исследования.** В основной части приведены фактические результаты обработки и переинтерпретации данных ГИС, записанных напротив различных отложений по разным месторождениям ряда стран, результаты собственного опыта (оцифровка, обработка и переинтерпретация данных ГИС), полученные на фактическом материале по карбонатным и терригенным отложениям верхне- и нижнемелового комплексов Терско-Сунженской нефтегазоносной области с использованием системы Gintel. В рассматриваемых методиках применяются различные алгоритмы, схемы обработки и интерпретации данных ГИС, включающие систему определенных петрофизических моделей, стохастических связей, количественных и качественных критериев и ограничений. **Результаты исследования.** При этом рассмотрено применение для определения свойств пород коллекторов как всех известных петрофизических моделей, базирующихся на одно- и двухкомпонентной модели породы (песчаники, глинистые песчаники, содержащие влажную глину), изложено использование системы петрофизических моделей, описывающих трехкомпонентную модель песчано-алеврито-глинистой породы, позволяющей построить по данным ГИС в полном объеме структурно-минералогическую и флюидальную модели изучаемой толщи. Оптимальный выбор вычислительных схем и систем петрофизических моделей и связей определяется в процессе адаптации методики к конкретным геологическим условиям изучаемого разреза.

**Ключевые слова:** каротаж, обработка, интерпретация, переинтерпретация, пористость, проницаемость, коллектор, нефть, газ, месторождение.

**Для цитирования:** Эзирбаев Т. Б. Обзор технологий комплексной обработки переинтерпретации данных геофизических исследований скважин для детального расчленения разреза и переоценки запасов углеводородов. *Геология и геофизика Юга России*. 2021. 11 (2): 118 – 136. DOI: 10.46698/VNC.2021.40.15.009.

**Благодарности:** Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта №20-15-50298.

## GEOPHYSICAL METHODS

DOI: [10.46698/VNC.2021.40.15.009](https://doi.org/10.46698/VNC.2021.40.15.009)

Original paper

## Review of technologies for integrated processing of reinterpretation of well logging data for detailed dissection of the section and revaluation of hydrocarbon reserves

T. B. Ezirbaev 

Grozny State Oil Technical University named after Academician M. D. Millionshchikov,  
100 Kh. A. Isaeva, Grozny 364051, Russian Federation, e-mail: timersno@mail.ru

Received: 26.04.2021, revised: 21.05.2021, accepted: 10.06.2021

**Abstract: Relevance.** The article provides an introductory overview of the most famous domestic and foreign technologies and techniques for digitizing, detailed processing and comprehensive interpretation of log data recorded for the purpose of lithological dissection of the section and identification of productive rocks – reservoirs. **Aim.** Where the final result of interpretation and assessment of the reliability of the data obtained by comparison with the laboratory analysis of the core confirm that the interpretation of well logging results using modern technologies makes it possible to determine in more detail the geological characteristics and oil and gas saturation of the Lower Cretaceous terrigenous deposits of the Tersko-Sunzhensky oil and gas region. **Methods.** The main part contains the actual results of processing and reinterpretation of well logging data recorded opposite various deposits in different fields of a number of countries, the results of our own experience include the results of digitization, processing and reinterpretation of well logging data from stock materials on carbonate and terrigenous deposits of the Upper and Lower Cretaceous of the Tersko-Sunzhensky oil and gas region in the Gintel system. In the used technique, various algorithms, schemes for processing and interpreting well logging data are used, using a system of certain petrophysical models, stochastic relationships, quantitative and qualitative criteria and constraints. **Results.** At the same time, it considers the application for determining the properties of reservoir rocks as all known petrophysical models based on one- and two-component rock models (sandstones, clayey sandstones containing wet clay), and describes in detail the use of a system of petrophysical models describing a three-component model sandy-silty-clayey rock, which makes it possible to construct the structural-mineralogical and fluid models of the studied strata in full according to well logging data. The optimal choice of computational schemes and systems of petrophysical models and connections is determined in the process of adapting the technique to the specific geological conditions of the studied section.

**Keywords:** logging, processing, interpretation, reinterpretation, porosity, permeability, reservoir, oil, gas, field.

**For citation:** Ezirbaev T. B. Review of technologies for integrated processing of reinterpretation of well logging data for detailed dissection of the section and revaluation of hydrocarbon reserves. *Geologiya i Geofizika Yuga Rossii = Geology and Geophysics of Russian South*. (in Russ.). 2021. 11 (2): 118 – 136. DOI: 10.46698/VNC.2021.40.15.009.

**Acknowledgments:** *The reported study was funded by RFBR, project number 20-15-50298.*

### Введение

Существует несколько факторов, влияющих на дальнейшее развитие рынка геолого-геофизических услуг. Один из них – потребность доизучения современными методами месторождений на поздних стадиях добычи. Еще один фактор –

необходимость достоверной оценки новых месторождений и применение новых технологических решений в условиях высокой геологической неопределенности. Ключевым моментом здесь является возможность интеграции практически любой доступной информации в цифровые модели месторождений. Отличительная особенность большинства зрелых месторождений – ограниченный объем и неполный комплекс имеющихся исследований, необходимых для принятия решений по дальнейшей разработке. Этот недостаток данных сильно затрудняет создание достоверной геологической модели объекта как инструмента для локализации потенциально продуктивных зон. Поэтому дальнейшее развитие методологий геолого-геофизического изучения и моделирования нефтегазовых месторождений непосредственно связано с повышением точности исследования пластов геофизическими методами и применением современных нестандартных методов полевых и скважинных исследований. Также большое значение имеет внедрение передового мирового опыта исследований низкопроницаемых коллекторов [Левин, 2018]. Вопрос оцифровки, обработки и переинтерпретации данных геофизических исследований скважин, а в отдельных случаях и доисследование с помощью современных техник и технологий, является весьма актуальным на сегодняшний день. Особенно важен и целесообразен данный процесс на длительно разрабатываемых месторождениях, которые исходя из предыдущих оценок запасов углеводородов можно считать практически выработанными, также вследствие длительного и неравномерного воздействия на залежь заводнения происходит изоляция нефтенасыщенных участков с наименьшими коллекторскими свойствами и образование техногенных скоплений подвижных углеводородов. Все описанные явления существенно изменяют геологические характеристики залежи, отражаются в физических полях методов ГИС. К категории вышеописанных месторождений можно отнести и месторождения Терско-Сунженской нефтегазоносной зоны [Александров и др., 2016].

Переинтерпретация на основе современных автоматизированных систем обработки и интерпретации данных ГИС, с применением более совершенных методов, алгоритмов и математических моделей позволит более детально расчленивать разрезы, выявить продуктивные пропластки которые были упущены по ряду причин: неоптимальность комплекса ГИС и технологии исследований, недостатки метрологического обеспечения, методики индивидуальной и комплексной обработки и интерпретации данных ГИС. Обширный объем геолого-геофизической информации, получаемой при современной более детальной интерпретации данных ГИС позволяет обосновать наиболее подходящую технологию геологического моделирования, которая дает возможность увидеть максимально полную картину фактической геологической неоднородности пород, которые потенциально могут содержать запасы углеводородов [Eberle, 1992; Shahinpour, 2013; Rider, 2002; Shil et al., 2004].

Помимо всего сказанного масштабная оцифровка фондовых геофизических материалов, обработка и создание базы данных позволят привлечь полученные скважинные данные и результаты интерпретации для разработки геоинформационных технологий комплексного мониторинга природных ресурсов, т. е. полученные результаты могут быть использованы для создания конкретных цифровых карт и каталогов в среде геоинформационных систем, что в дальнейшем позволит вести систематический мониторинг разных природных и техногенных процессов, которые могут происходить из-за длительной разработки месторождений в

нефтегазоносных районах [Булаева и др., 2020; Эльсункаева, 2017; Spreckels et al., 2008].

### Методы исследования

На сегодняшний день рынок услуг в сфере производства оборудования и проведения геофизических исследований скважин представлен множеством крупных компаний и малых предприятий. Различные инструменты для визуализации скважин от разных сервисных компаний теперь доступны в нефтяной отрасли, каждая из которых имеет свои особенности, присущие конкретной скважине/пласту. Каротаж может быть проведен как во время бурения (LoggingWhileDrilling (LWD)) [Simpson, 2017] так и после. Наиболее популярны на мировом уровне на сегодняшний день три сервисные компании BakerHughes, Schlumberger и Halliburton из Российских можно выделить АО «Газпром-нефть», АО «Башнефтегеофизика», АО «РосГео», на Северном Кавказе – ООО «СевКавнефтегазгеофизика».

Среди программных комплексов обработки и интерпретации данных ГИС больше распространены и применяются на международном уровне пакеты: Petrel Schlumberger, Techlog Schlumberger, Interactive Petrophysics, Roxar, SONATA, Prime, Gintel, Geophysics Office, Tigress, GeoPoisk, LogPW in Neftegaz-Geofizika LLC. Из этих программных продуктов как наиболее распространенные на территории РФ можно отметить следующие комплексы: «Gintel», «Прайм», «Камертон», «ГеоПоиск», Techlog, LogPWin, «СОНАТА». LogPWin имеет различные модули для обработки специализированных геофизических методов, но привязан только к оборудованию ООО «Нефтегазгеофизика». Платформа Techlog, состоит из множества различных модулей, что позволяет использовать ее для обработки практически любых данных ГИС, однако комплекс, содержащий так много модулей и способный решать задачи разного уровня сложности и специфики, не может не стоить дорого, в силу этого и применяется в РФ исключительно крупными нефтяными и сервисными компаниями, а также имеет ограничение на поддержку ряда отечественных аппаратных комплексов [Шумилов, 2019].

Система Gintel обеспечивает высокоэффективную массовую обработку и интерпретацию данных ГИС в открытом стволе скважины при решении широкого спектра геологических задач поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа.

Библиотека обрабатывающих программ системы Gintel содержит компоненты, обеспечивающие настройку вычислительных процессов на геологические особенности изучаемого разреза, особенности решаемой геологической задачи, состояние скважины при проведении геофизических работ, а также информационно-измерительную систему каротажа (ИИСК).

Интерпретация данных ГИС в системе Gintel выполняется в попластовом или поточечном вариантах как по традиционным для нефтегазовой отрасли методикам, так и по произвольным алгоритмам пользователя, включающим формулы, петрофизические связи и палетки, системы уравнений, а также эвристические схемы обобщения и принятия решений (экспертные системы).

Автоматизированная система обработки и интерпретации данных ГИС Gintel функционально предполагает возможность дополнения линейкой авторских методик интерпретации данных ГИС, позволяющих более обосновано решать задачи разведки и разработки месторождений [Афанасьев, 2008,2009].

## Обзор результатов, полученных зарубежными исследователями

Переинтерпретация данных каротажа в восточной части бассейна Галилеи Австралийского Квинсленда, была проведена по материалам из 585 разведочных скважин, 224 из которых пересекают отложения Галилейской котловины.

Необходимость переинтерпретации была вызвана несоответствием некоторых данных интерпретации, установленной и принятой стратиграфии изучаемого бассейна [McKellar, Henderson, 2013]. Проблема этого несоответствия усугублялась тем, что на данном участке проведением каротажа занимались несколько разных подрядчиков.

Все описанные факторы создают дополнительные ограничения на определение фациального состава, особенно для неугольных интервалов. Определение фаций имеет важное значение для определения стратиграфии по скважинам и, в конечном результате, установления размеров месторождения.

Пересмотренные стратиграфия и контуры месторождения основаны на дополнительной обработке данных ГИС и корреляции их с данными наиболее представительных скважин Towerhill 1 и Kobarra 1 [DEEDI, 2011]. Так, например, результаты интерпретации данных из скважины Solomon 1-1A коррелировали с данными скважин Kobarra 1 и Towerhill 1, как было сказано выше.

Как итог, результаты переинтерпретации каротажного материала выявили несоответствия представления о стратиграфии изучаемого района и размерам месторождения, которые были приняты ранее и опубликованы по бассейну Галилеи. Эти несоответствия наиболее выражены в восточной части бассейна Галилеи. Это основной район предлагаемых разработок в области добычи угля и разведки CSG.

Также разработка более точных детальных структурных карт бассейна Галилеи – важный шаг в создании трехмерной модели залежи изучаемого района [Hansen, Uorda, 2018].

Совместная переинтерпретация проведенного ранее стандартного комплекса каротажа с результатами электрического каротажа высокого разрешения Weatherford Compact MicroImager (CMI) была проведена в газоразведочной скважине, расположенной на севере Молдавской платформы – Румыния.

Зонд микрокаротажа высокого разрешения Weatherford Compact MicroImager (CMI), создает «изображение удельного сопротивления» с высоким разрешением по всей окружности скважины за счет 176 электродов, равномерно распределенных по восьми контактными площадкам, это обеспечивает более качественное выделение коллекторов и снижает потребность в дорогостоящих данных керна (рис. 1.).

Проницаемые зоны можно выделить без труда, анализируя кривые (GR) и метода (SP). Низкие значения показаний гамма-метода и положительные отклонения метода ПС указывают на пять интервалов коллектора, два из которых тонкие (толщина около 1 м). Высокие значения метода сопротивления, пересечение плотностных и нейтронных кривых на глубине 456,5-464,0 м указывают на коллектор (газонасыщенный пласт) толщиной 7,5 м.

С другой стороны, низкая плотность – расхождение кривых нейтронов и низкие показания каротажа сопротивлений указывают на то, что поровое пространство самого нижнего пласта (542,0-552,0 м) заполнено проводящей пластовой водой.

Обработка и интерпретация были проведены с использованием программного обеспечения LR Senegy Interactive Petrophysics (IP).

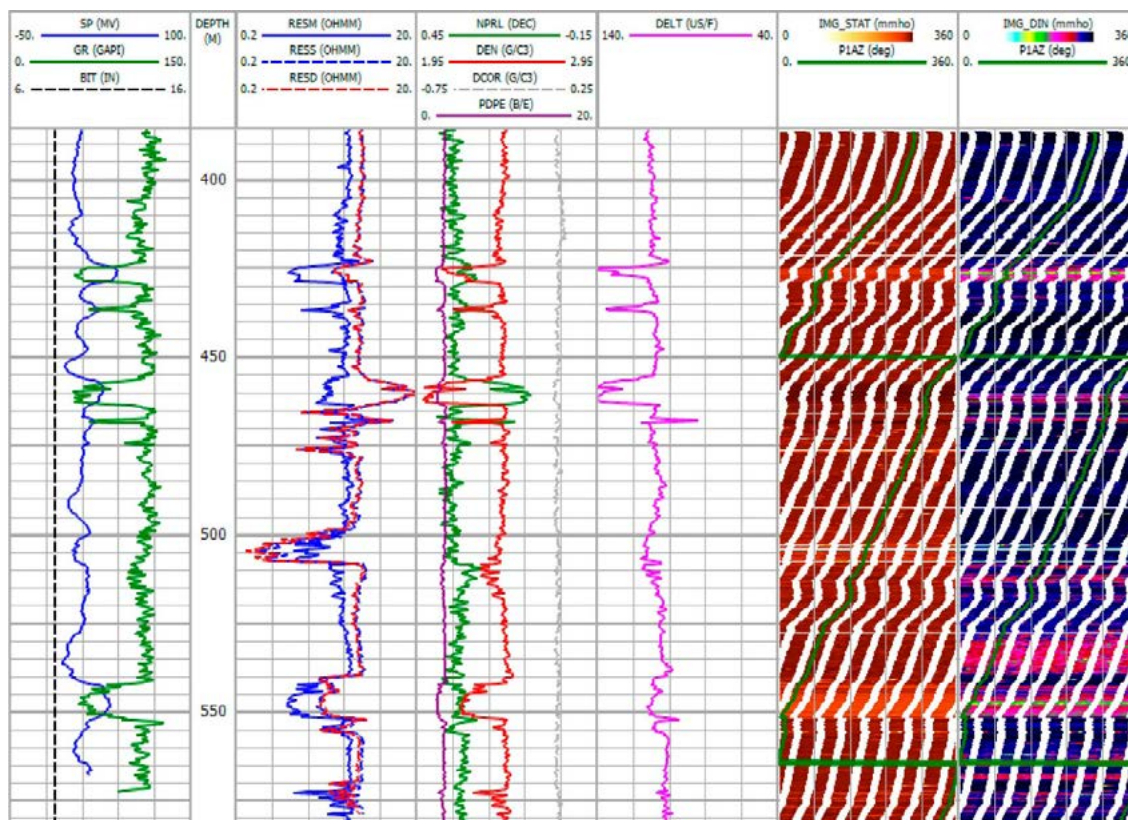


Рис. 1. Стандартный набор каротажных диаграмм, записанных напротив сарматских отложений и интерпретированный в комплексе с данными СМІ (статическая и динамическая нормализация – последние два поля) /

Fig. 1. Standard set of well logs recorded opposite the Sarmatian deposits and interpreted in conjunction with CMI data (the last two fields are static and dynamic normalization)

Для количественной оценки пласта с точки зрения литологии и флюидонасыщения, традиционные каротажные данные были интерпретированы с использованием вероятностного метода MineralSolver, модуль интегрирован в программное обеспечение IP [Interactive Petrophysics V3.6, 2017].

Итогом данного дополнительного исследования разведочной скважины Северо-Молдавской платформы Румынии помимо прочего стало выявление нескольких потенциальных газоносных пластов и одного водоносного горизонта. Основной газоносный пласт расположен в интервале 456,5–464,0 м [Niculescu et al., 2015].

Переинтерпретация с моделированием упругих свойств горных пород была проведена для более точного определения характера насыщения коллекторов нефтяного месторождения Чандмари в Верхнем Ассам-Араканском бассейне в Индии. Всего было обработано данных комплексов ГИС из шести скважин по месторождению. Комплекс включал в себя в большинстве случаев гамма- и нейтронные методы, каротаж плотности, методы бокового и микрокаротажа, а также данные каверномера-профилемера.

После тщательного анализа всех предварительных данных было установлено, что большинство скважин имеют аномальные отклонения по показаниям, кавернометрии, что могло бы привести к искажению данных микрозондов.

Для того, чтобы минимизировать влияние скважины на показания микрозондов, данные кавернометрии и профилиметрии были продифференцированы уравнением

и с помощью автоматических систем обработки были построены так называемые синтезированные кривые [Xin, Han, 2009].

На рисунке 2 показано, как кривая с некорректными показаниями на планшете предварительной обработки (поле 3, кривая плотности) корректируется в том числе путем увязки с кривыми других методов. Решение достигается подгонкой кривой плотности с помощью множественных линейных регрессий. Формула регрессии проверяется путем сверки результата с данными по скважине, где кривая плотности записана корректно. Затем скорректированная (*synthetic*) кривая накладывается на реальную [Mukerji et al., 2008]. Требуется несколько итераций, чтобы получить кривую, которая согласуется с моделью физики горных пород и данными акустического исследования.

Окончательные результаты интерпретации по данным скважины Well-A приведены на рисунке 3. Необработанные кривые каротажа показаны на полях 1-4. Результаты петрофизического анализа приведены на полях 5 и 6. Поле 5 показывает объемную модель пород (серая заливка – глины, желтая – песчаник, голубая – пористость), в то время как трек 6 демонстрирует эффективную мощность.

Аналогично скважине Well-A были выявлены песчанистые пласты-коллекторы и в остальных скважинах, использованных в данном исследовании [Kumar et al., 2018].

Группой исследователей из Инженерно-технологического колледжа JCT в работе «Application of conditioning, curvesynthesizing and quality control of welllogdata's» [Nishanth, 2019] по вышеописанной методике также были обработаны данные каротажа по кластеру из пяти скважин месторождения National Petroleum Reserve Alaska (NPR) США, Аляска.

Обработка по вышеописанной методике позволила дать оценку типа жидкости и ее количества, определить глубину залегания и контуры месторождения.

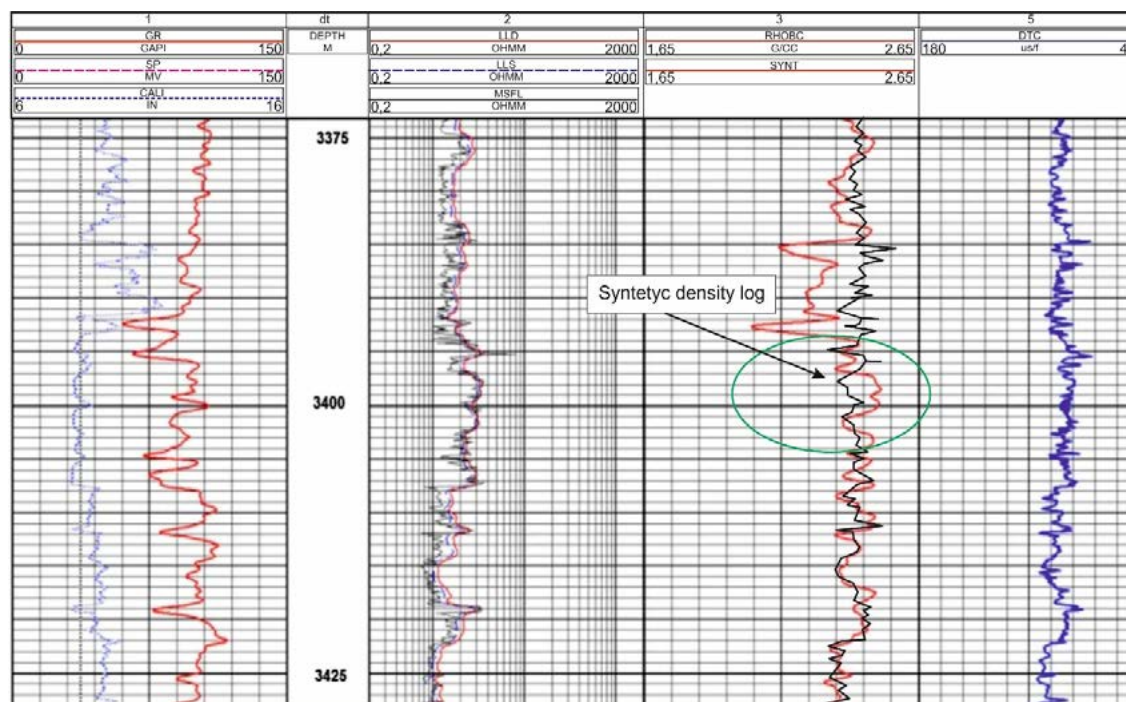


Рис. 2. Скважина Well-A, синтезированная кривая плотности (черная) поверх измеренной кривой плотности /

Fig. 2. Well-A, synthesized density curve (black) over the measured density curve

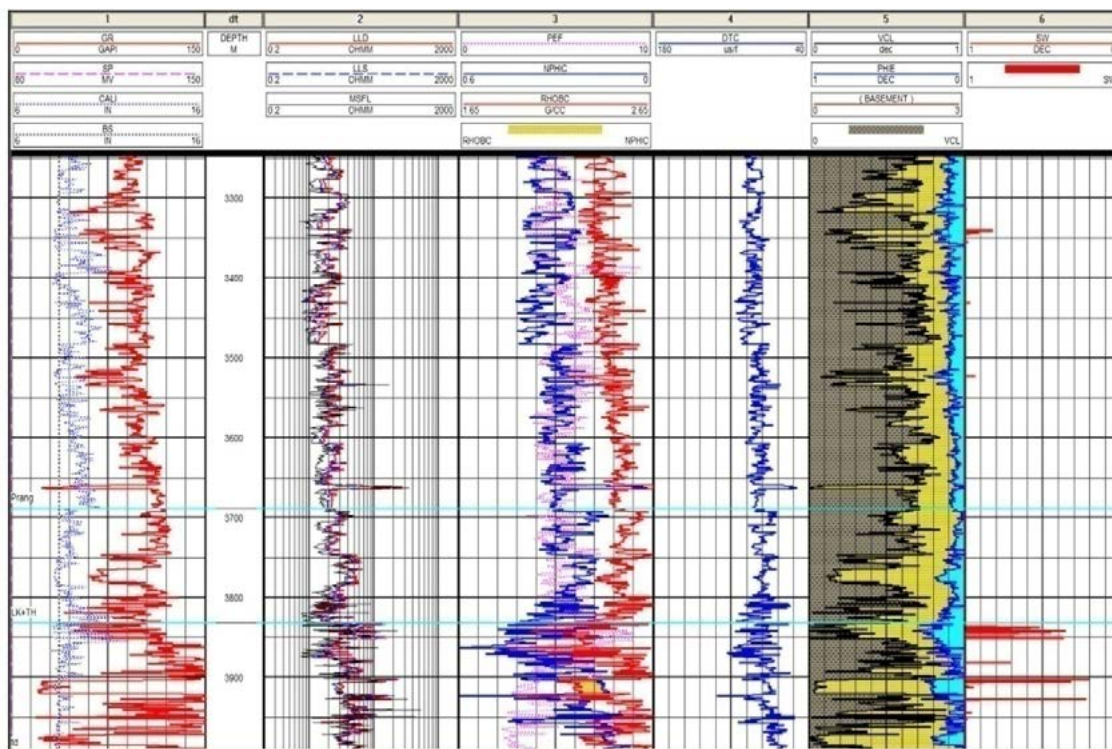


Рис. 3. Окончательные результаты интерпретации по данным скважины Well-A /  
Fig. 3. Final interpretation results according to the Well-A data

Контроль качества данных и доведение до кондиции кривых играет важную роль в качестве результата интерпретации. В данной работе была проведена оценка качества данных, выявлены скважины и интервалы, по которым данные были недостаточного качества, некачественные данные были исправлены с использованием метода MLR (многолинейной регрессии) и путем построения кривой по данным других скважин, которые были записаны качественно и могли бы служить эталоном. Обработка была проведена с помощью программного обеспечения TECHLOG2015 [Techlog Fundamentals, 2015].

Группой исследователей из китайского университета China University of Petroleum был проведен анализ результатов геофизических исследований скважин и петрофизических характеристик газоносных сланцев китайской провинции Сычуань.

Сланцевые отложения часто рассматриваются как покрывка (перекрывающий породу-коллектор или промежуточный слой) нефтегазового коллектора и обычно игнорируются при оценке литологии. Интерес к исследованию сланца развился, когда сланцевый газ стал рассматриваться как разновидность нетрадиционного газового ресурса для разработки.

Газоносные сланцы, как правило, обладают низкой пористостью и проницаемостью, что в свою очередь приводит к сложности их выявления как продуктивной толщи по кривым традиционного каротажа.

Исследование физических свойств по результатам каротажа является одной из ключевых проблем, которые необходимо решить при разработке сланцевого газа [Wei et al., 2014; Xiaoling, 2013].

При исследовании газоносных сланцев бассейна реки Сычуань были обработаны и проинтерпретированы результаты стандартного набора методов ГИС, который



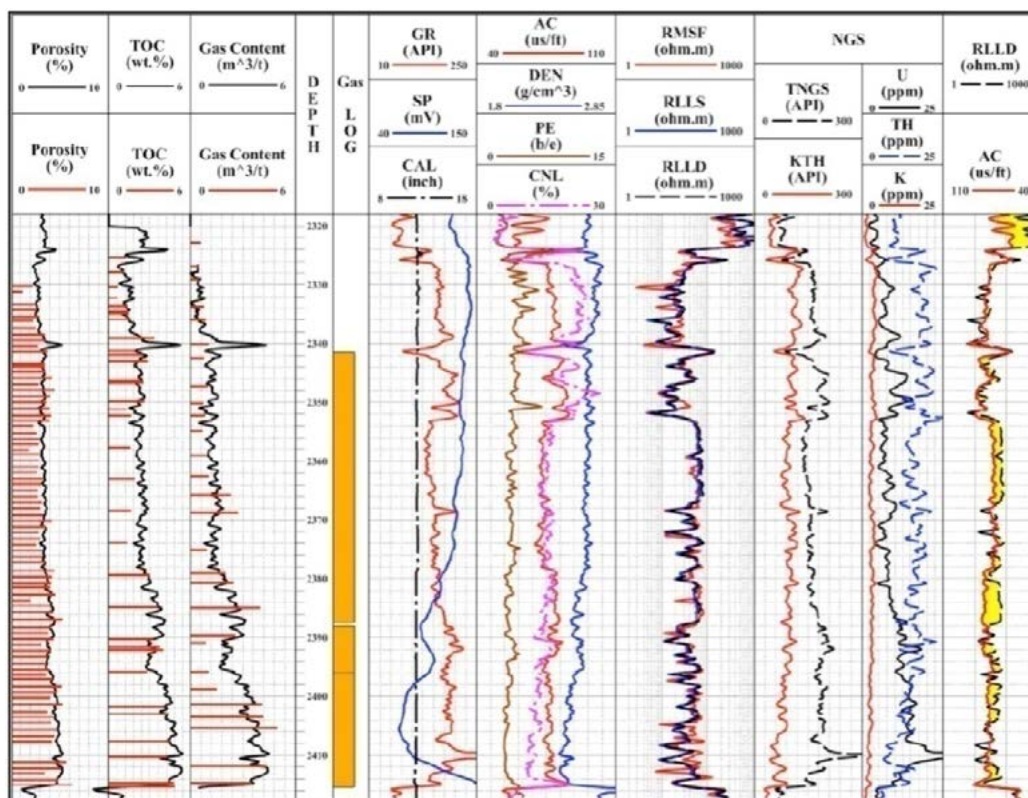


Рис. 4. Результат предварительной обработки данных ГИС в разрезе с содержанием сланцевого газа, Сычуань /

Fig. 4. The results of GIS-data preprocessing in the section with the content of shale gas, Sichuan

утвержден и является обязательным в данном районе, а также были в комплексе со специальными дополнительными методами ГИС, которые позволили дать качественную характеристику сланцевым коллекторам.

Стандартный набор ГИС служит в первую очередь для литологического расчленения разреза и, тем самым, для выявления участков глин (рис. 4).

Некоторые специальные методы каротажа скважин позволяют решать дополнительные задачи, например, элементная спектроскопия ECS [Well Evaluation, 2008] позволяет изучать минералогию, литологию, содержание глины, плотность материнской породы, количество поглощенного и свободного газа, ядерно-магнитно-резонансный каротаж (NMR), кросс-дипольный акустический каротаж, телеметрия LWD/MWD решают задачи расчета и помогают изучать естественные трещины и трещины, вызванные бурением [Qicui et al., 2013; Baoquan et al., 2011; Weidong et al., 2011].

В своей диссертации Aziz Mennan, магистрант Миссурийского университета науки и техники, приводит результаты исследования на тему «Интерпретация каротажа скважин и 3D сейсморазведки для изучения свойств пласта с целью моделирования месторождения Maui-B, месторождения Таранаки, Новая Зеландия.

В этом исследовании обобщение результатов интерпретации данных сейсморазведки и каротажа скважин позволило определить глубину залегания и толщину углеводородных коллекторов месторождения.

Для корреляции глубин и выявления проницаемых зон использовались гамма-метод, метод ПС и данные кавернометрии. В результате были выявлены пять раз-

личных литофаций, где распределение песчаников и глинистых пород оказывает существенное влияние на качество коллекторов.

Для оценки пористости, которая показала величины 15-25%, использовался метод матричного отождествления (MID). Кроме того, была оценена проницаемость. Достоверность всех полученных результатов была подтверждена путем калибровки с использованием имеющихся данных керна. Также, по результатам данных удельного сопротивления и данных керна была оценена водонасыщенность – от 9% до 40%.

Наконец, были оценены запасы нефти и газа на исследуемом месторождении [Mennan, 2017].

### Результаты, полученные автором

Изучение структурно-минералогических и емкостно-фильтрационных характеристик вмещающих пород залежей нефти и газа, основанное на построении и исследовании детальных трехмерных геологических моделей, играет важную роль для обеспечения рентабельной эксплуатации месторождений, которые длительное время находятся в разработке. Особенно это касается сложнопостроенных терригенных карбонатных и отложений.

Только на основе материалов геофизических исследований скважин (ГИС) можно получить объемное представление о строении и детальных геологических свойствах залежей углеводородов. Данные ГИС, особенно на месторождениях, эксплуатируемых длительное время, содержат емкую и подробную информацию о геологических и фильтрационных свойствах среды, коллекторах и запасах углеводородов в них. Другой особенностью данных ГИС является то, что в зависимости от времени проведения ГИС они показывают текущие геологические характеристики горных пород [Александров и др., 2016; Stefan, 2001].

Особенно важен и целесообразен процесс оцифровки и переинтерпретации геофизических данных с учётом и использованием достижений современных техники и технологий обработки и интерпретации данных ГИС в скважинах месторождений, каротаж и интерпретация на которых были проведены только в конце 80- годов XX века и методы интерпретации и, тем более, технология не отвечали современным требованиям и в силу ряда причин не могли дать детальную картину строения вмещающих пород, например, первая нефть из меловых отложений Терско-Сунженской нефтегазоносной области получена еще в начале 50-х годов XX века, а также на месторождениях, разрабатываемых длительное и тем более на месторождениях длительное простаивавших [Александров и др., 2010; Гацаева и др., 2012].

Современные технологии способствуют созданию геоинформационной вычислительной системы, в среде которой можно выполнить подход к комплексной интерпретации данных ГИС по определенному алгоритму, используя все существующие на сегодняшний день в России и за рубежом подходы, включающие всевозможные системы петрофизических связей и моделей.

На основании вышеизложенного приходим к выводу, что для построения геологической модели месторождения требуется специальная технология для глубокой переинтерпретации данных ГИС. Данная технология должна полностью удовлетворять потребности комплексного изучения разреза и основываться на системе методов обработки данных ГИС с учетом новых методологических возможностей

оценки геологических характеристик залежей, обеспечиваемых комплексным первичным анализом геолого-геофизических и промысловых данных, накопленных за период эксплуатации месторождения [Афанасьев В., Афанасьев С., 2002; Афанасьев, 2002].

Одной из таких геоинформационных систем является Система автоматизированной обработки и интерпретации данных ГИС, Gintel, в среде которой была разработана технология обработки и интерпретации материалов каротажа, получаемых в скважинах, вскрывших терригенные толщи сложного структурно-минералогического состава с коллекторами гранулярного типа и карбонатные отложения сложного минерального состава с коллекторами трещинного, трещинно-гранулярного, трещинно-кавернового, трещинно-каверново-гранулярного и гранулярного (порового) типа – технология ESKS [Афанасьев, 2009; Рыбников, Волк, 2017].

При обработке данных ГИС в вычислительной системе Gintel используется метод интерпретирующего моделирования, который дает возможность многомерного определения физических свойств горных пород с возможностью проверки достоверности найденных геологических характеристик разреза путем автоматического сравнения результатов с данными керна, результатами перфорации, данными испытаний или текущими данными на дату каротажа в каждой скважине. Конечные результаты обработки данных ГИС по скважинам оформляются в соответствии с требованиями нормативных документов ГКЗ МПР России [ФГУ «ГКЗ», 2007]. Кроме этого, данные могут экспортироваться в различных принятых форматах для ввода в программные комплексы, выполняющие геологическое моделирование месторождений нефти и газа и подсчет запасов углеводородов в них, например, в используемые в настоящее время в нефтяных компаниях пакеты Petrel (Schlumberger) и IrapRMS (Rohar) [Traning and exercise guide Schlumberger, 2015; RMS, 2012].

В данной методике применяются различные алгоритмы, модели обработки и в ней рассмотрено применение для определения свойств пород-коллекторов как всех известных петрофизических моделей, базирующихся на одно- и двухкомпонентной модели породы (песчаники, глинистые песчаники, содержащие влажную глину), и детально изложено использование системы петрофизических моделей, описывающих трехкомпонентную модель песчано-алеврито-глинистой породы, позволяющей восстановить по данным ГИС в полном объеме структурно-минералогическую и флюидальную модели терригенной толщи. Оптимальный выбор вычислительных схем и систем петрофизических моделей и связей определяется в ходе настройки параметров описываемой методики к тем или иным геологическим условиям изучаемых отложений [Афанасьев, 2008].

По изучаемой территории с использованием вышеописанной технологии, обработаны материалы ГИС из более 10 скважин ряда месторождений Терско-Сунженской нефтегазоносной области, пробуренных на верхний и нижний мел, выполнены исследования и машинная обработка данных результатов лабораторного анализа керна, отобранного напротив изучаемых отложений из более 60 скважин месторождений Терско-Сунженской нефтегазоносной области. Оцифровка аналоговых материалов, машинная обработка и переинтерпретация на данном этапе выполнялись на базе ООО «Геоинформационные технологии и системы» (г. Москва) и Грозненского государственного нефтяного технического университета имени акад. М. Д. Миллионщикова. На основе оцифрованных данных результатов ГИС, лабораторного анализа керна и имеющихся результатов испытаний скважин сформирова-

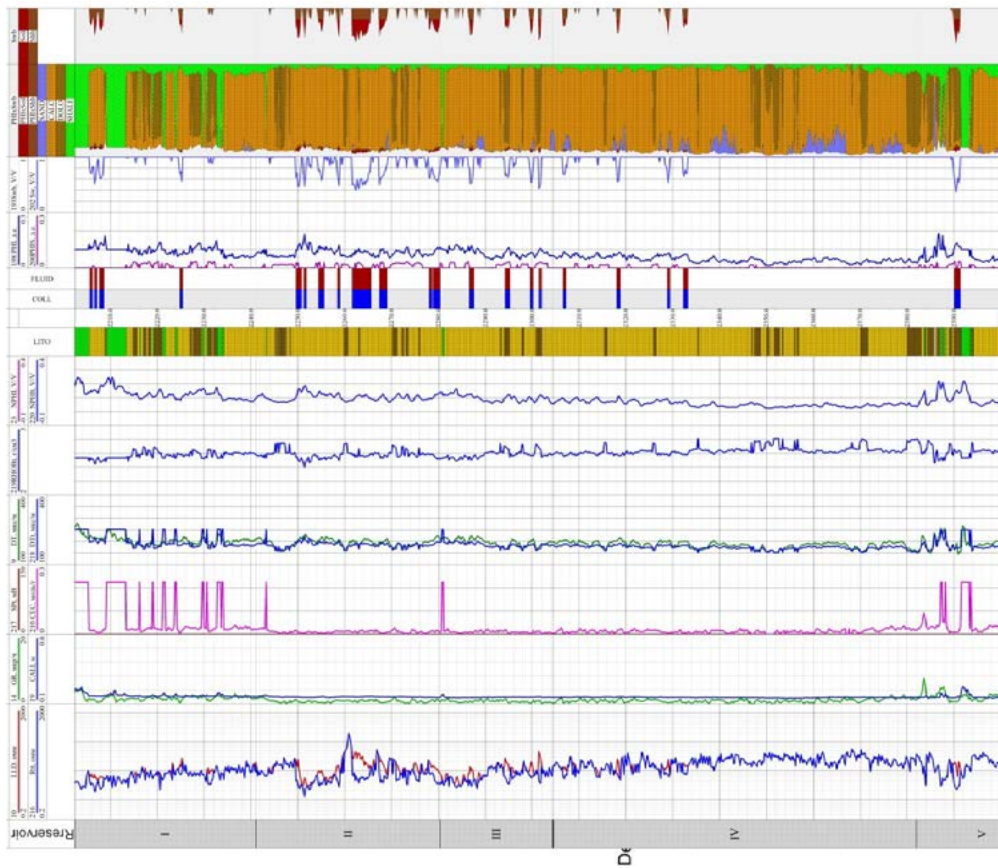


Рис. 6. Планшет с результатами интерпретации данных ГИС, 2200-2410 м (верхний .мел) Карабулак-Ачалукское месторождение /  
 Fig. 6. Plane table with the results of GIS-data interpretation, 2200-2410 m (Upper Cretaceous) Karabulak-Achaluk deposit

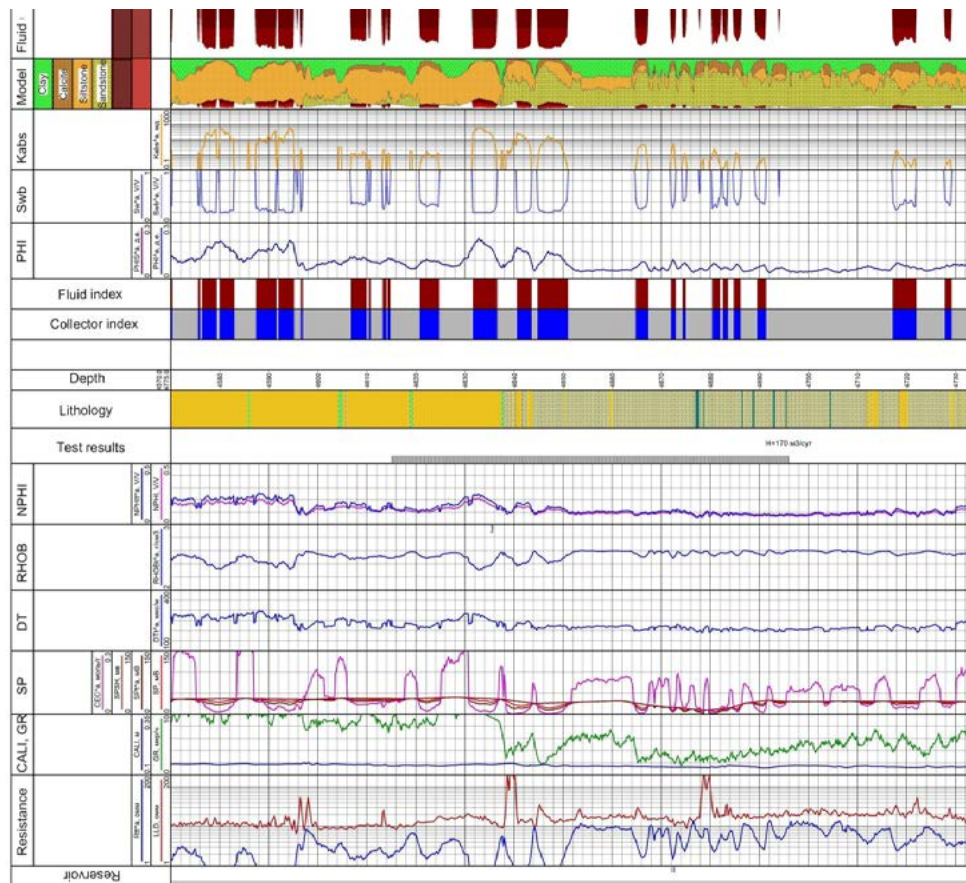


Рис. 5. Планшет с результатами интерпретации данных ГИС, 4570-4775 м (нижний .мел) Старогрозненское месторождение /  
 Fig. 5. Plane table with the results of GIS-data interpretation, 4570-4775 m (Lower Cretaceous) Starogroznenское deposit

на база данных по изучаемому району в системе Gintel. Обоснованы системы петрофизических связей по данным керн на основе обработки данных керн и ГИС в системе Gintel [Афанасьев и др., 2008; Дахкильгов, Демущкина, 1982; Керимов и др., 2018].

При переинтерпретации материалов каротажа по скважинам были получены объективные данные, свидетельствующие о высокой достоверности разработанного алгоритма обработки данных ГИС в составе методик ТАВС и CARB.

Наглядно эффективность и целесообразность переинтерпретации фондовых материалов и повторного каротажа (при возможности) отображают результаты, представленные на рисунках 5 и 6. На планшете результатов интерпретации данных ГИС по нижнему мелу (рис. 5.) можно наблюдать интервал перфорации скважины, где соответственно напротив отображаются пласты-коллекторы и видно, что ниже и вышеуказанного участка отобразились пласты, в которых по данным переинтерпретации по вышеописанной методике сосредоточены углеводороды. Также можно наблюдать, что основной нефтегазоносный интервал представлен глинистыми алевролитами. Коллектора имеют повышенную пористость, изменяющуюся в диапазоне 8-15%. При этом толща неколекторов имеет низкую пористость. На рисунке 5 приведен результат переинтерпретации данных ГИС, полученных напротив карбонатных отложений верхнего мела изучаемого района, на котором также были выявлены продуктивные пропластки, которые ранее были пропущены по тем или иным причинам [Кузнецови др., 2020; Эльжаев, 2012; Шнурман, 2011].

Данные, представленные на планшетах, показывают, что знание структурно-минералогического строения карбонатных и терригенных отложений является определяющим фактором выделения в разрезе мелового комплекса интервалов-коллекторов [Баташов, 2013; Заалишвили и др., 2019].

## Выводы

Анализ, проведенный в ходе данного обзора, показал эффективность и актуальность приемов доинтерпретации и переинтерпретации каротажных материалов как фондовых, так и текущих исследований независимо от географии и страны проведения исследований. Из представленных результатов выполненных автором исследований видно, что данные о структурно-минералогическом строении пород, которые были получены при интерпретации данных ГИС с помощью алгоритма в составе методики ТАВС, разработанного автором, в полной мере отражают геологическую неоднородность толщи пород, из этого следует что они могут быть использованы для создания методики выделения в разрезе алевролитов и алевритовых песчаников, которые могут содержать остаточные запасы нефти. Такими телами могут быть участки разреза, характеризующиеся повышенным содержанием алевритового компонента, в которых при сохранении пористости происходит ухудшение структуры порового пространства, приводящее к увеличению доли связанной воды в коллекторе и к уменьшению его абсолютной проницаемости. В этих условиях для извлечения нефти из локальных залежей в таких геологических телах требуется дополнительная энергия воздействия на них [Керимов и др., 2019].

## Литература

1. Александров Б. Л., Хасанов М. А., Эльжаев А. С., Алексеев А. А. Этапы изучения карбонатных коллекторов сложного порового строения верхнемеловых отложений Восточ-

ного Предкавказья. // Межрегиональный Пагуошский симпозиум. Тезисы докладов. – Грозный. – 2010. – С. 261-263.

2. Александров Б.Л., Эльжаев А.С., Хасанов М.А., Гермаханова Д.У. Обоснование предела вторичной пористости для границы коллектор-неколлектор на примере карбонатных отложений Терско-Сунженской нефтегазоносной области. // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №3. – С. 44-48.

3. Афанасьев С.В. Технология комплексной переинтерпретации данных геофизических исследований скважин при создании трехмерной геологической модели длительно разрабатываемой залежи. // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №2. – С. 12-17.

4. Афанасьев В.С. Направления развития научной базы технологии автоматизированной интерпретации материалов ГИС на современном этапе. // Каротажник. – 2008. – №5 (170). – С. 102-112.

5. Афанасьев В.С. Система автоматизированной визуальной интерпретации результатов геофизических исследований скважин Gintel. / Руководство пользователя. // ООО ГИФТС. – М. – 2009. – 1074 с.

6. Афанасьев В.С., Афанасьев С.В. Развитие технологии автоматизированной интерпретации данных ГИС – основа создания постоянно действующей геолого-технологической модели залежи углеводородов. // Инновационные технологии в области поисков, разведки и детального изучения месторождений нефти и газа. / Материалы научно-практической конференции. – М.: ЦГЭ, 2002. – С. 103-107.

7. Афанасьев А.В., Афанасьев С.В., Тер-Степанов В.В. Обобщенная модель электропроводности терригенной гранулярной породы и результаты ее опробования. // Каротажник. – 2008. – №12 (177). – С. 36-61.

8. Баташов М.В. Особенности петрофизических характеристик нижнемеловых отложений Терско-Сунженской нефтегазоносной области по геолого-геофизическим данным. // Геология в развивающемся мире: VI научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых с международным участием. – 2013. – Т. 2. – С. 134-136.

9. Булаева Н.М., Гайрабеков И.Г., Керимов И.А., Минцаев М.Ш., Эзирбаев Т.Б. Разработка геоинформационных технологий комплексного мониторинга природных ресурсов Чеченской Республики. // Мониторинг. Наука и технологии. – 2020. – №4 (46). – С. 48-55.

10. Гацаева С.С. А., Хасанов М.А., Чимаева Х.Р. История геолого-геофизической изученности палеозойских отложений Восточного Предкавказья. // История науки и техники. – 2012. – №7. – С. 45-48.

11. Дахкильгов Т.Д., Демушкина Н.В. Петрофизическое обоснование методов интерпретации данных геофизических исследований месторождений ЧИАССР // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1982. – №12. – С. 20-22.

12. Заалишвили В.Б., Чотчаев Х.О., Шемпелев А.Г. Признаки геодинамической обстановки и элементов структурно-вещественных комплексов Центрального Кавказа на глубинном разрезе Геналдонского профиля. // Геология и Геофизика Юга России. – 2018. – Т. 8. №4. – С. 58-74. DOI:10.23671/VNC. 2018.4.20134

13. Керимов И.А., Петров А.В., Абубакарова Э.А. Применение программного комплекса «Коскад 3D» для анализа потенциальных полей Терско-Каспийского прогиба. // Известия Дагестанского государственного педагогического университета. Естественные и точные науки. – 2018. – №3. Т. 12. – С. 88-96.

14. Керимов И.А., Эзирбаев Т.Б., Эльжаев А.С. Анализ методик выделения коллекторов в альб-аптских отложениях Терско-Сунженской нефтегазоносной области. // Геология и геофизика Юга России. – 2019. – Т. 9. №4. – С. 28-37. DOI: 10.23671/VNC. 2019.4.44486

15. Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Твердохлебов Л.И., Эльжаев А.С., Ризанов Е.Г., Колигаев С.О., Юров А.А., Вьюшкина М.В. Инновационные технологии сейсморазведки для возрождения старых нефтедобывающих районов России. // Деловой журнал Neftegaz. RU. – 2020. – №4 (100). – С. 68-75.

16. Левин Д. Тренды. Геология и Геофизика. // *Oil & Gas Journal Russia*. – 2018. – № 8 (28). – С. 35.
17. Рыбников А. В., Волк Е. ПК Гинтел-интерпретация данных ГИС для решения задач детального геологического и геомеханического моделирования. // *Комплексное моделирование и оценка нефтегазовых активов в условиях неопределённости*. / XVII Конференция пользователей программного обеспечения и технологических решений компании Roxar, Россия и страны СНГ. – Сочи. – 2017. – 35 с.
18. ФГУ «ГКЗ». Методические рекомендации по составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по технико-экономическим обоснованиям кондиций для подсчета запасов месторождений полезных ископаемых. / Рекомендованы протоколом от 03.04.2007 № 11-17/0044-пр. – М. – 2007. – 43 с.
19. Шнурман И. Г. Модель плиоцен-миоценовых терригенных коллекторов Западного Предкавказья. // *Каротажник*. – 2011. – № 7 (205). – С. 65-72.
20. Шумилов А. В. Анализ существующих и разработка новых программных комплексов обработки и интерпретации информации о геофизических исследованиях скважин. // *Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2019. – Т. 19. № 2. – С. 162-174. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.2.6.
21. Эльжаев А. С. История изучения трещинных коллекторов верхнемеловых отложений западной части Терско-Каспийского прогиба. // *Институт истории естествознания и техники им. С. И. Вавилова*. / Годичная научная конференция. – 2019. – С. 471-473.
22. Эльсункаева Э. В. К вопросу об использовании WEB-GIS технологий для мониторинга экологических изменений при эксплуатации геотермальных месторождений. // *ГЕОТЕХНОЛОГИИ XXI ВЕКА*. / Материалы Всероссийской научно-практической конференции, посвященной 100-летию ФГБОУ ВО «ГНТУ им. акад. М. Д. Миллионщикова». – 2017. С. – 202-207.
23. Baoquan Q., Xiaobing Y., Shudong Z., Zhen C. Shale gas reservoirs evaluation with logging data in the south of Sichuan Basin. // *Natural Gas Industry*. – 2011. – Vol. 31. – pp. 44-47.
24. Bayrak A. ATP 984 – Galilee Basin, Queensland: QER Solomon-1 & 1A Exploration Core Wells, Well Completion Report. // *Queensland Energy Resources, Brisbane*. Unpublished company report held by the Geological Survey of Queensland QDEX Reports System as CR 64794. – 2010.
25. DEEDI. Queensland petroleum geoscience and wireline log data July. // *Geological Survey of Queensland, Department of Employment, Economic Development and Innovation*. – 2011. – 280 p.
26. Eberle D. Interpretation of multi-method geophysical borehole logging data from KTB Oberfalz VB using multivariate statistical methods. // *Scientific Drilling*. – 1992. – Vol. 3. No. 1-3. – pp. 16-26.
27. Hansen J., Uroda A. Reinterpretation of Wire-line Log Data in the Eastern Galilee Basin, Queensland: Stratigraphical and Hydrogeological Implications. // *1<sup>st</sup> Australasian Exploration Geoscience Conference – Exploration Innovation Integration. ASEG Extended Abstract*. – 2018. – Т. 1. – pp. 1-8. doi. org/10.1071/ASEG2018abT4\_2H.
28. Interactive Petrophysics V3.6.// Online Help. Senergy Software Ltd. Scotland. – 2017.
29. Kumar M., Dasgupta R., SinghaD. K., Singh N. P. Petrophysical evaluation of well log data and rock physics modeling for characterization of Eocene reservoir in Chandmari oil field of Assam-Arakan basin, India. // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2018. – Vol. 8. – pp. 323-340.
30. McKellar J. L., Henderson R. A. Thomson Oregon – Galilee Basin. // *Geology of Queensland. Geological Survey of Queensland, Department of Natural Resources and Mines*. – Brisbane. – 2013. – pp. 196-203.
31. Mennan A. Well log interpretation and 3D reservoir property modeling of Maui-B field, Taranaki Basin, New Zealand. // *Masters Theses. Missouri University of science and technology*. – 2017. – 69 p.

32. Mukerji T., Avseth P., Mavko G., Takahashi I., Gonzalez E.F. Statistical rock physics: combining rock physics, information theory, and geostatistics to reduce uncertainty in seismic reservoir characterization. // *The Leading Edge*. – 2001. – Vol. 20 (3). – pp. 313-319.
33. Niculescu B. M., Ruse C. M., Gina A. Petrophysical, depositional environment and tectonic information obtained by integration of conventional and imaging borehole geophysical data. // National Symposium of Geology and Geophysics “GEO 2015”. – Bucharest. – 2015. – pp. 1-6.
34. Nishanth G., Aravindh N., Mahendran G., Venkatesh S. Application of conditioning, curve synthesizing and quality control of well log data's. // *International Journal of Advanced Research (IJAR)*. – 2019. – Vol. 7 (5). – pp. 4-11.
35. *Petrel Reservoir Engineering. // Training and exercise guide.* – Schlumberger. – 2015. – 693 p.
36. Qicui L., Yisan L., Wenzhuan S., Peng Y., Change S., Hao G. Application of FMI imaging logging in shale gas formation of Sichuan basin. // *Petroleum Geology and Engineering*. – 2013. – Vol. 27. No. 6. – pp. 58-61.
37. Rider M. H. *The geological interpretation of well logs. 2<sup>nd</sup> edition, revised.*: Rider-French Consulting Ltd. – 2002.
38. *RMS 2012 User guide.* Roxar Software Solutions, 2012. – p. 3220.
39. Shahinpour A. Borehole image log analysis for sedimentary environment and clay volume interpretation. // *Norwegian University of Science and Technology*. – 2013. – p. 82
40. Shil Z., Luol P., Hao Y., Li G., Stumptner M., Hel Q., Quirchmayr G. Intelligent Technology for Well Logging Analysis. // *Intelligent information processing II*. – 2004. – pp. 373-382.
41. Simpson D.A. Logging While Drilling. // *Practical Onshore Gas Field Engineering*. – 2017. – pp. 85-134.
42. Spreckels V., Kamphans K., Hannemann W., Busch W. GIS-Einsatzim Monitoring bergbaubedingter Oberflaechenbewegungen. // *AGIT-Symposium. Volume: Angewandte Geoinformatik 2008*. – 2008. – pp. 572-577.
43. Stefan M.L. *Geological Well Logs: Their Use in Reservoir Modeling.* // Springer-Verlag. – Berlin: Heidelberg, 2001. – p. 385.
44. *Techlog Fundamentals. Workflow/Solutions Training Version 2015.* Software integrated Solutions, 2016. – p. 448.
45. Wei Y., Jinbo W., Shuai L., Kun W., Yinan Z. Logging identification for the Longmaxi mud shale reservoir on the Jiaoshiba area, Sichuan Basin. // *Natural Gas Industry. Sichuan*. – 2014. – Vol. 34 (6). – pp. 230-236.
46. *Well Evaluation. An integrated Well-Evaluation. Process for Shale Gas Reservoir.* // User guide. Schlumberger (US). – 2008. – 8p.
47. Xiaoling Z., Xiaolizhi, X. Ranhong, Heng W., Yang G. Petrophysical workflow for shale gas evaluation. // *Progress in Geophysics*. – 2013. – Vol. 28. – pp. 1962-1974.
48. Xin G., Han D. Lithology and fluid differentiation using rock physics templates. // *The Leading Edge*. – 2009. – Vol. 28 (1). – pp. 60-65.
49. Weidong Z., Min G., Zaixing J. Parameters and method for shale gas reservoir evaluation. // *Natural Gas Geoscience (in Chinese)*. – 2011. – Vol. 22. – pp. 1093-1099.

## References

1. Aleksandrov B.L., Elzhaev A.S., Khasanov M.A., Germakhanova D.U. Substantiation of the limit of secondary porosity for the reservoir – non-reservoir boundary on the example of carbonate deposits of the Tersko-Sunzhenskaya oil and gas region. *Oil industry*. 2016. No. 3. pp. 44-48. (in Russ.)
2. Aleksandrov B.L., Khasanov M.A., Elzhaev A.S., Alekseev A.A. Stages of studying carbonate reservoirs of complex pore structure of the Upper Cretaceous deposits of the Eastern



Ciscaucasia. Interregional Pugwash Symposium. Abstracts of reports. Grozny, 2010. pp. 261-263. (in Russ.)

3. Afanasyev S.V. The technology of complex reinterpretation of well logging data when creating a three-dimensional geological model of a long-term developed deposit. *Oil industry*. 2002. No. 2. pp. 12-17. (in Russ.)

4. Afanasyev A.V., Afanasyev S.V., Ter-Stepanov V.V. Generalized model of electrical conductivity of terrigenous granular rock and the results of its testing. *Karotazhnik*. 2008. No. 12 (177). pp. 36-61. (in Russ.)

5. Afanasyev V.S. Directions of development of the scientific base of the technology of automated interpretation of logging materials at the present stage. *Karotazhnik*. 2008. No. 5 (170). pp. 102-112. (in Russ.)

6. Afanasyev V.S. The system of automated visual interpretation of the results of geophysical studies of wells Gintel. User manual. GIFTS LLC. Moscow. 2009. 1074 p. (in Russ.)

7. Afanasyev V.S., Afanasyev S.V. Development of technology for automated interpretation of well logging data – the basis for creating a permanent geological and technological model of hydrocarbon deposits. Innovative technologies in the field of prospecting, exploration and detailed study of oil and gas fields. Materials of the scientific and practical conference. Moscow. TsGE, 2002. pp. 103-107. (in Russ.)

8. Batashov M.V. Features of the petrophysical characteristics of the Lower Cretaceous deposits of the Tersko-Sunzhenskaya oil and gas region according to geological and geophysical data. *Geology in the developing world: VI scientific and practical conference of students, graduate students and young scientists with international participation*. 2013. Vol. 2. pp. 134-136. (in Russ.)

9. Bulaeva N.M., Gairabekov I.G., Kerimov I.A., Mintshev M.Sh., Ezirbaev T.B. Development of geoinformation technologies for complex monitoring of natural resources of the Chechen Republic. *Monitoring. Science and technology*. 2020. No. 4 (46). pp. 48-55. (in Russ.)

10. Gatsaeva S.S.A., Khasanov M.A., Chimaeva Kh.R. History of geological and geophysical study of the Paleozoic deposits of the Eastern Ciscaucasia. *History of Science and Technology*. 2012. No. 7. pp. 45-48. (in Russ.)

11. Dakhkilgov T.D., Demushkina N.V. Petrophysical substantiation of methods for interpreting data from geophysical studies of deposits in the Chechen-Ingush Autonomous Soviet Socialist Republic. *Neftegazovaya Geologiya i Geofizika*. 1982. No. 12. pp. 20-22. (in Russ.)

12. Zaalishvili V.B., Chotchaev Kh.O., Shempelev A.G. Signs of the geodynamic setting and elements of structural-material complexes of the Central Caucasus on the DEEP section of the Genaldon profile. *Geology and Geophysical of Russian South*, 2018. No. 4. Vol. 8. pp. 58-74. DOI:10.23671/VNC.2018.4.20134 (in Russ.)

13. Kerimov I.A., Petrov A.V., Abubakarova E.A. Application of the “Koskad 3D” software package for the analysis of potential fields of the Terek-Caspian trough. *Bulletin of the Dagestan State Pedagogical University. Natural and exact sciences*. 2018. No. 3. Vol. 12. pp. 88-96. (in Russ.)

14. Kerimov I.A., Ezirbaev T.B., Elzhaev A.S. Analysis of methods for identifying reservoirs in the Albian-Aptian sediments of the Tersko-Sunzhenskaya oil and gas region. *Geology and Geophysical of Russian South*, 2019. Vol. 9. No. 4. pp. 28-37. DOI: 10.23671/VNC.2019.4.44486 (in Russ.)

15. Kuznetsov O.L., Chirkin I.A., Tverdokhlebov L.I., Elzhaev A.S., Rizanov E.G., Koligaev S.O., Yurov A.A., Vyushkina M.V. Innovative technologies of seismic prospecting for the revival of old oil-producing regions of Russia. *Business magazine Neftegaz. RU*. 2020. No. 4 (100). pp. 68-75. (in Russ.)

16. Levin D. Trends. *Geology and Geophysics. Oil & Gas Journal Russia*. 2018. No. 8 (28). 35 p. (in Russ.)

17. Rybnikov A.V., Volk E.P. Gintel – interpretation of well logging data for solving problems of detailed geological and geomechanical modeling. *Integrated modeling and assessment of oil*

and gas assets in conditions of uncertainty. XVII Conference of users of software and technological solutions of Roxar, Russia and CIS countries... Sochi, 2017. 35 p. (in Russ.)

18. FGU "GKZ". Methodical recommendations on the composition and rules of registration of materials submitted for state examination on feasibility studies of conditions for calculating reserves of mineral deposits. Recommended by the protocol of 03.04.2007. No. 11-17. 0044-pr. Moscow, 2007.43 p. (in Russ.)

19. Shnurman I.G. Model of Pliocene-Miocene terrigenous reservoirs of the Western Ciscaucasia. *Karotazhnik*. 2011. No. 7 (205). pp. 65-72. (in Russ.)

20. Shumilov A. V. Analysis of existing and development of new software systems for processing and interpreting information about geophysical well surveys. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil and gas and mining*. 2019. Vol. 19. No. 2. pp. 162-174. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.2.6. (in Russ.)

21. Elzhaev A. S. The history of the study of fractured reservoirs of the Upper Cretaceous deposits of the western part of the Terek-Caspian trough. Institute of the History of Natural Science and Technology named after V.I. S. I. Vavilova. Annual Scientific Conference, 2019. pp. 471-473. (in Russ.)

22. Elsunkaeva E. V. On the use of WEB-GIS technologies for monitoring environmental changes during the exploitation of geothermal deposits. *GEOTECHNOLOGIES OF THE XXI CENTURY. / Materials of the All-Russian scientific-practical conference dedicated to the 100<sup>th</sup> anniversary of FSBEI HE "GGNTU im. acad. M.D. Millionshchikova*. 2017. pp. 202-207. (in Russ.)

23. Baoquan Q., Xiaobing Y., Shudong Z., Zhen C. Shale gas reservoirs evaluation with logging data in the south of Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 2011. Vol. 31. pp. 44-47.

24. Bayrak A, 2010, ATP 984 – Galilee Basin, Queensland: QER Solomon-1 & 1A Exploration Core Wells, Well Completion Report. Queensland Energy Resources, Brisbane. Unpublished company report held by the Geological Survey of Queensland QDEX Reports System as CR 64794.

25. DEEDI. Queensland petroleum geoscience and wireline log data July. Geological Survey of Queensland, Department of Employment, Economic Development and Innovation, 2011. 280 p.

26. Eberle D. Interpretation of multi-method geophysical borehole logging data from KTB Oberfalz VB using multivariate statistical methods. *Scientific Drilling*, 1992. Vol. 3. No. 1-3. pp. 16-26.

27. Hansen J., Uroda A. Reinterpretation of Wire-line Log Data in the Eastern Galilee Basin, Queensland: Stratigraphical and Hydrogeological Implications. 1<sup>st</sup> Australasian Exploration Geoscience Conference – Exploration Innovation Integration. ASEG Extended Abstracts, 2018. No. 1. pp. 1-8. doi. org/10.1071/ASEG2018abT4\_2H.

28. Interactive Petrophysics V3.6. Online Help. Senergy Software Ltd. Scotland. 2017.

29. Kumar M., Dasgupta R., Singha D. K., Singh N.P. Petrophysical evaluation of well log data and rock physics modeling for characterization of Eocene reservoir in Chandmari oil field of Assam-Arakan basin, India. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2018. Vol. 8. pp. 323-340.

30. McKellar J. L., Henderson R. A. Thomson Oregon – Galilee Basin. *Geology of Queensland*. Geological Survey of Queensland, Department of Natural Resources and Mines. Brisbane. 2013. pp. 196-203.

31. Mennan A. Well log interpretation and 3D reservoir property modeling of Maui-B field, Taranaki Basin, New Zealand. Masters Theses. Missouri University of science and technology, 2017. 69 p.

32. Mukerji T., Avseth P., Mavko G., Takahashi I., Gonzalez E.F. Statistical rock physics: combining rock physics, information theory, and geostatistics to reduce uncertainty in seismic reservoir characterization. *The Leading Edge*, 2001. Vol. 20 (3). pp. 313-319.

33. Niculescu B.M., Ruse C.M., Gina A. Petrophysical, depositional environment and tectonic information obtained by integration of conventional and imaging borehole geophysical data. National Symposium of Geology and Geophysics "GEO 2015". Bucharest. 2015. pp. 1-6.

34. Nishanth G., Aravindh N., Mahendran G., Venkatesh S. Application of conditioning, curve synthesizing and quality control of well log data's. *International Journal of Advanced Research (IJAR)*, 2019. Vol. 7 (5). pp. 4-11.
35. *Petrel Reservoir Engineering. Training and exercise guide*. Schlumberger, 2015. 693 p.
36. Qicui L., Yisan L., Wenzhuan S., Peng Y., Change S., Hao G. Application of FMI imaging logging in shale gas formation of Sichuan basin. *Petroleum Geology and Engineering*, 2013. Vol. 27. No. 6. pp. 58-61.
37. Rider M.H. *The geological interpretation of well logs*. 2<sup>nd</sup> edition, revised. Rider-French Consulting Ltd., 2002.
38. *RMS 2012 User guide*. Roxar Software Solutions, 2012. p. 3220.
39. Shahinpour A. *Borehole image log analysis for sedimentary environment and clay volume interpretation*. Norwegian University of Science and Technology, 2013. 82 p.
40. Shil Z., Luol P., Hao Y., Li G., Stumptner Markus, Hel Q., Quirchmayr G. *Intelligent Technology for Well Logging Analysis. Intelligent information processing II*. 2004. pp. 373-382.
41. Simpson D.A. *Logging While Drilling. Practical Onshore Gas Field Engineering*, 2017. pp. 85-134.
42. Spreckels V., Kamphans K., Hannemann W., Busch W. *GIS-Einsatzim Monitoring bergbaubedingter Oberflaechenbewegungen. AGIT-Symposium. Volume: Angewandte Geoinformatik*, 2008. pp. 572-577.
43. Stefan M.L. *Geological Well Logs: Their Use in Reservoir Modeling*. Springer-Verlag. Berlin. Heidelberg, 2001 p.
44. *Techlog Fundamentals. Workflow/Solutions Training Version 2015*. Software integrated Solutions, 2016. 448 p.
45. Wei Y., Jinbo W., Shuai L., Kun W., Yinan Z. Logging identification for the Longmaxi mud shale reservoir on the Jiaoshiba area, Sichuan Basin. *Natural Gas Industry. Sichuan*, 2014. Vol. 34 (6). pp. 230-236.
46. *Well Evaluation. An integrated Well-Evaluation. Process for Shale Gas Reservoir. User guide*. Schlumberger (US), 2008. 8 p.
47. Xiaoling Z., Xiaolizhi, X. Ranhong, Heng W., Yang G. *Petrophysical workflow for shale gas evaluation. Progress in Geophysics*, 2013. Vol. 28. pp. 1962-1974.
48. Xin G., Han D. *Lithology and fluid differentiation using rock physics templates. The Leading Edge*, 2009. Vol. 28 (1). pp. 60-65.
49. Weidong Z., Min G., and Zaixing J. *Parameters and method for shale gas reservoir evaluation. Natural Gas Geoscience (in Chinese)*, 2011. Vol. 22. pp. 1093-1099.