

СБОРНИК МАТЕРИАЛОВ КОНФЕРЕНЦИИ

GEOLOGICAL INTERNATIONAL
STUDENT SUMMIT 2023

6-10 апреля 2023



Санкт-Петербург

Оглавление

Геофизика и геофизические методы исследования	3
<i>Агаркова М. А.</i> Тепловые свойства архейских пород северо-востока Балтийского щита	3
<i>Банадысева М. Д.</i> Использование метода георадиолокации для описания каскада прорывоопасных озёр вблизи станции Новолазаревская, Восточная Антарктида	6
<i>Беловежец Н. Н., Бережнев Я. М.</i> Выявление временных сдвигов в записях внутренних часов сейсмических станций	8
<i>Грига С. А., Ганюшкин Д. А.</i> Оценка толщины и объема ледникового купола массива Могун-Тайга и возможности гляциальных катастроф на его территории по данным георадиолокации и дистанционного зондирования Земли	11
<i>Емельянов Б. В., Масленникова Ю. С.</i> Развитие методов обработки данных много-сенсорной магнитно-импульсной дефектоскопии	13
<i>Камашев А. М., Дучков А. А.</i> Активное обучение для задачи снятия первых вступлений сейсмических волн	16
<i>Пальцев И. О., Половков В. В., Кудинов А. А., Рыбалко А. Е.</i> Особенности подавления кратных волн при обработке данных сейсмоакустики на примере инженерно-геофизических исследований в северной части Карского моря	17
<i>Рахимов Э. А.</i> Картирование рудовмещающих структур колчеданных залежей на основе применения профильной сейсморазведки	20
<i>Санчес Родригес С. Х., Меркурьев С. А.</i> Морфотектоническое и геофизическое исследование осевой зоны хребта Карлсберг	23
<i>Сюраева К. В., Живаева В. В.</i> Оконтуривание углеводородной залежи в пассивном методе сейсморазведки с использованием метода Монте-Карло	25
<i>Харин А. Ю., Жаворонкин В. И.</i> Физические свойства магматитов Новогольского комплекса (Воронежский кристаллический массив)	27
<i>Шишкин М. И., Буторин А. В.</i> Сравнение результатов выполнения сейсмической инверсии в «Python» и коммерческом программном пакете	30
Геология нефти и газа	34
<i>Atagada P. U., Kudryashov D. A.</i> A machine learning approach for reservoir lithology characterization using drilling data	34
<i>Байбулатов И. И., Ткаченко М. А.</i> Вариограммный анализ как метод восстановления значений пористости на всём интервале скважины	35
<i>Гребнева Е. С., Кузнецова Е. А.</i> Возможность влияния скорости осадконакопления на формирование нефтегазоносности Павловского месторождения	37
<i>Денисов А. В., Ткаченко М. А.</i> Оценка нефтегазоносности Гыданского полуострова по результатам 1D моделирования	39
<i>Зайкин Д. А.</i> Литологическая характеристика отложений парфёновского горизонта венда Ковыктинского газоконденсатного месторождения юго-восточной части Сибирской платформы	41
<i>Назарьева Д. А., Насыров А. Х.</i> Концептуальное геологическое моделирование продуктивных пластов Ю ₂ и Ю ₃ одного из месторождений Сургутского свода	43
<i>Никонов К. Р., Пинчук Т. Н.</i> Низкопроницаемые коллекторы Тарасовского месторождения	46

Таблица 1.: Model comparison using evaluation metrics.

Machine Learning Models	Accuracy score	AUC score	f1 score	Precision	Recall
Logistic regression	0,8325	0,7547	0,7695	0,7623	0,8325
Decision trees	0,9187	0,8747	0,8894	0,8638	0,9187
Random Forest	0,9473	0,9932	0,9444	0,9440	0,9474

The Random Forest model outperformed the other models. Therefore, in the absence of a reservoir sample, the probability of a reservoir lithology can be estimated using the model. These predictions can be used for compatibility tests between formation and bit, improved bit selection programs, and drilling rate optimization. The accurate predictions from the model will be very useful for drilling planning and bit optimization thereby reducing drilling costs. Lithology characterization based on drilling data is also important for real-time geosteering in the oil and gas industry.

References:

Harris J. R., Grunsky E. C. (2015). Predictive lithological mapping of Canada's North using Random Forest classification applied to geophysical and geochemical data. *Chemical Geology*, 80, pp. 9–25

Liu H., Wu Y., Cao Y., Lv W., Ha H., Li Z., Chang J. (2020). Well Logging Based Lithology Identification Model Establishment Under Data Drift: A Transfer Learning Method. *Chemical Geology*, pp. 20–22

Вариограммный анализ как метод восстановления значений пористости на всём интервале скважины

Байбулатов И. И.¹, Ткаченко М. А.¹

¹Санкт-Петербургский государственный университет, Университетская наб., 7–9, Санкт-Петербург, 199034, Россия, ilyas_baybulatoff@mail.ru, m.a.tkachenko@spbu.ru

Основой для подсчета запасов углеводородов, проектирования скважин и визуализации геологического строения в настоящее время являются статические геологические модели. При построении геологической модели (ГМ) используется прямая, косвенная и априорная информация. К сожалению, сегодня, несмотря на высокие темпы развития современных технологий, только скважинные данные (в первую очередь исследование керна) могут дать прямую информацию о строении и свойствах пласта, при этом только в той малой части залежи, которую они охватывают. Таким образом, представление об остальной части месторождения может быть построено только на предположениях об обстановке осадконакопления создаваемых по результатам седиментологического анализа керна, а также набора косвенных данных, полученных за счет дистанционных методов исследований (сейсмические атрибуты и др.) (Белкина и др., 2015).

Благодаря использованию современного ПО и методов моделирования стало возможным учитывать и оценивать неопределенности, которые зачастую обусловлены недостатком знаний о свойствах и строении пласта. При оценке неопределённости геологических моделей важное место занимают методы геостатистики. Одним из популярных методов геостатистики является вариограммный анализ.

Вариограммный анализ — анализ пространственной зависимости пространственного случайного поля или случайного процесса. Простым языком — это метод геостатистики, основанный на сравнении пар точек на различном расстоянии (lag distance). Вариограммный анализ позволяет

восстанавливать значения на площади или в определенных интервалах, повышая тем самым точность результатов моделирования (Тихомирова, 2020).

В данной работе рассмотрен один из этапов геологического моделирования, который используется при моделировании ФЕС-составляющей геологической модели. К данной составляющей предъявляются высокие требования, так как пористость и проницаемость являются подсчетными параметрами, а первичный подсчет запасов является одной из важнейших целей геологического моделирования. Это, в свою очередь, объясняет актуальность данной работы.

Целью работы являлось восстановление значений пористости по интервалу глубин на основе имеющихся точечных значений. Для этого в специализированном ПО Petrel были созданы две синтетические модели. В первой модели значения пористости были заложены с шагом в 1 м, а во второй — с шагом в 10 см. Такой маленький шаг был выбран для лучшей визуализации работы вариограммного анализа. В результате создания и настройки вариограммы были получены графики, анализ которых показал, что из-за малого количества точек (значений пористости) вариограмма не соответствует действительности. Однако, несмотря на неблагоприятный график в одной из модели, было решено продолжить и попытаться восстановить пористость по всему интервалу скважины в двух моделях.

Дальнейшим шагом было восстановление пористости на основе полученных вариограмм в модуле петрофизического моделирования. В результате работы были получены два кроссплота с значениями пористости на всем интервале скважины. Стоит отметить достаточно хорошую работу вариограммы, так как все тренды в той или иной степени сохранились, а также удалось получить искомые данные. Как и предполагалось, результаты данного метода сильно зависят от качества и количества исходных данных, однако они вполне пригодны для использования.

В заключение хотелось бы отметить, что у данного метода имеется ряд плюсов, минусов и ограничений.

Плюсами данного метода являются: уход от методов обратного расстояния в пространственную корреляцию. Сам анализ достаточно автоматизирован и представлен во многих специализированных ПО. Основным плюсом, по мнению автора, являются получаемые значения, благодаря которым, можно производить более точное моделирование.

К минусам данного метода можно отнести недостаточность входных данных. Если данных мало, мы практически всегда недооцениваем изменчивость, мы просто не видим её. В результате этого можем пропустить пики уменьшения или увеличения какого-либо значения (пористости).

Существуют также и ограничения вариограммного анализа. Так как вариограмма — двухточечная статистика, т.е. мы можем проанализировать только пары точек. Однако, если изучаемое тело сложной, изогнутой формы, результативность двухточечной статистики резко падает. Для таких случаев используется многоточечная статистика, в которой анализируется набор точек и выявляются наиболее эффективные пары. Стоит отметить, что из-за сложности настройки и реализации данного метода на практике в 90–95% случаев моделируются именно с помощью двухточечной статистики, а именно вариограммы (Закревский и др., 2018).

В завершение хотелось бы отметить, что экспериментальная вариограмма — это не истина, это некая оценка, которую может учитывать специалист при построении геологической модели, опираясь в первую очередь на основы геологии и концепцию модели.

Список литературы:

Белкина В. А., Бембель С. Р., Забоева А. А., Санькова Н. В. (2015) Основы геологического моделирования (часть 1): учебное пособие, Тюмень: ТюмГНГУ

Тихомирова Е. А. (2020) Вариограммный анализ в геологическом моделировании месторождений углеводородов. Материалы IX Международной научной конференции молодых ученых «Молодые — Научкам о Земле», стр. 117

Закревский К. Е., Попов В. Л. (2018) Вариограммный анализ геологических тел. Материалы 19-ой специализированной международной выставки — Энергетика. Ресурсосбережение

Возможность влияния скорости осадконакопления на формирование нефтегазоносности Павловского месторождения

Гребнева Е. С.¹ Кузнецова Е. А.¹

¹Пермский государственный национальный исследовательский университет, ул. Букирева, 15, Пермь, 614990, Россия, elizavetaa.grebneva@mail.ru

Павловское газонефтяное месторождение расположено на юге Пермского края, в 170 км от г. Пермь, в Чернушинском районе. Оно находится на восточной окраине Восточно-Европейской платформы. Месторождение открыто в 1956 г. и приурочено к Чернушинской валлообразной зоне Башкирского свода Волго-Камской антеклизы (рис. 1), в нефтегеологическом отношении — к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Геологический разрез Павловского месторождения изучен по материалам структурных, добывающих и поисково-разведочных скважин до глубины 2243 м (Лядова и др., 2010; Расторгуев, 2019) и представлен отложениями от позднепермского до четвертичного возраста.

Месторождение по запасам нефти относится к крупным, а газа — к средним. Поэтому интересно изучение формирования нефтегазоносности и полезно применить технологии бассейнового моделирования, которые помогают исследовать процессы формирования нефтегазоносности. Один из результатов 1D расчетов — графики изменения скоростей погружения и осадконакопления. Основой для их построения является стратиграфия геологического разреза (слои, мощности, глубины залегания и литологический состав) (Кузнецова, 2019; Лядова и др., 2010). 1D модели Павловского газонефтяного месторождения рассчитаны с помощью программного комплекса PetroMod.

В эволюции органического вещества (далее — ОВ) скорость седиментации имеет большое значение, она регулирует баланс минерального и органического компонентов осадка.

По данным А. И. Дьяконова (Дьяконов и др, 2009), в осадочных бассейнах для нормально-морских терригенных циклов находит подтверждение рост содержания ОВ, либо преимущественной нефтеносности в толщах, накопление которых происходило в эпохи интенсивного погружения, а газоносности — пониженного темпа прогибания. В толщах, сформированных в диапазоне скоростей прогибания 40–60 м/млн лет, происходил процесс генерации нефти при сапропелевом и смешанном типах ОВ. При таких условиях возрастает степень восстановленности среды, относительное содержание ОВ, биомассы, битумоидов, также в связи с этим улучшаются условия их сохранности и отмечаются наиболее восстановленные геохимические фации в осадке. Процесс газогенерации нефти с формированием преимущественно газовых месторождений происходит чаще при смешанном и гумусовом типах ОВ, при этом скорости прогибания ниже, чем для генерации нефти (чаще от 20–25 м/млн лет и до 40 м/млн лет) (Дьяконов и др., 2009; Кузнецова, 2019).