

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ГЕОСИСТЕМ И ТЕХНОЛОГИЙ»
(СГУГиТ)

ИНТЕРЭКСПО ГЕО-СИБИРЬ

XIV Международный научный конгресс

Международная научная конференция

**«НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ. ГОРНОЕ ДЕЛО. НАПРАВЛЕНИЯ
И ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКА, РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ.
ЭКОНОМИКА. ГЕОЭКОЛОГИЯ»**

Т. 3

Сборник материалов

Новосибирск
СГУГиТ
2018

Ответственные за выпуск:

Доктор геолого-минералогических наук, академик РАН,
главный научный сотрудник Института нефтегазовой геологии
и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск
А. Э. Конторович

Доктор технических наук, академик РАН, академик РАН,
главный научный сотрудник Института нефтегазовой геологии
и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск
М. И. Энов

Доктор технических наук, директор Института нефтегазовой геологии
и геофизики СО РАН, Новосибирск
И. Н. Ельцов

Кандидат технических наук, директор Института горного дела
им. Н. А. Чинакала СО РАН, Новосибирск
А. С. Кондратенко

Кандидат геолого-минералогических наук, исполнительный директор
Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики
и минерального сырья, г. Новосибирск
М. Ю. Смирнов

Начальник департамента по недропользованию по Сибирскому федеральному округу
Федерального агентства по недропользованию «Роснедра», Новосибирск
А. И. Неволько

С26 Интерэкспо ГЕО-Сибирь. XIV Междунар. науч. конгр., 23–27 апреля
2018 г., Новосибирск : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное
дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторож-
дений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология» : сб. материалов
в 6 т. Т. 3. – Новосибирск : СГУГиТ, 2018. – 318 с.

В сборнике опубликованы материалы XIV Международного научного конгресса
«Интерэкспо ГЕО-Сибирь», представленные на Международной научной конференции
«Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разра-
ботки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология» (секция «Гео-
логическое, геофизическое и геохимическое обеспечение поиска и разведки полезных
ископаемых. Геотехнологии. Геоэкология»).

Печатается по решению редакционно-издательского совета СГУГиТ

Материалы публикуются в авторской редакции

УДК 3

© СГУГиТ, 2018

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ЛАБОРАТОРНОЙ ЯМР-РЕЛАКСОМЕТРИИ ПРИ ИЗУЧЕНИИ СВОЙСТВ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ

Мария Йоновна Шумскайте

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, научный сотрудник лаборатории скважинной геофизики, тел. (913)482-41-37, e-mail: ShumskaiteMI@ipgg.sbras.ru

Вячеслав Николаевич Глинских

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор физико-математических наук, зав. лабораторией скважинной геофизики; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа; Новосибирский государственный технический университет, 630073, Россия, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, профессор кафедры геофизических систем, тел. (383)330-45-05, e-mail: GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Альберт Дмитриевич Дучков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, профессор, старший научный сотрудник лаборатории естественных геофизических полей, тел. (383)330-25-91, e-mail: DuchkovAD@ipgg.sbras.ru

Андрей Юрьевич Манаков

Институт неорганической химии им. А. В. Николаева СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Лаврентьева, 3, доктор химических наук, зав. лабораторией клатратных соединений; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент кафедры неорганической химии тел. (383)316-53-46, e-mail: manakov@niic.nsc.ru

Рассматривается модель природных газовых гидратов в песчанике с использованием гидрата тетрагидрофурана. Исследуется диссоциация гидрата тетрагидрофурана при атмосферном давлении. Выполнен анализ ЯМР-характеристик гидрата тетрагидрофурана в песке. Показано, что метод ЯМР-релаксометрии позволяет проводить мониторинг состояния газовых гидратов при их изучении в нефтегазовых скважинах.

Ключевые слова: газовые гидраты, релаксационные характеристики, фазовые переходы, ядерный магнитный резонанс.

APPLICATION OF THE LABORATORY METHOD NMR-RELAXOMETRY FOR STUDYING THE GAS HYDRATES PROPERTIES

Mariya Y. Shumskayte

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Researcher, Laboratory of Borehole Geophysics, phone: (913)482-41-37, e-mail: ShumskaiteMI@ipgg.sbras.ru

Vyacheslav N. Glinskikh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Head of Laboratory of Borehole Geophysics; Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Associate Professor Department of Geology of Oil-and-Gas Field; Novosibirsk State Technical University, 20, Prospect K. Marx St., Novosibirsk, 630073, Russia, Professor, Department of Geophysical Systems, phone: (383)330-45-05, e-mail: GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Al'bert D. Duchkov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Professor, Senior Researcher, Laboratory of Natural Geophysical Fields, phone: (383)330-25-91, e-mail: DuchkovAD@ipgg.sbras.ru

Andrey Yu. Manakov

Nikolaev Institute of Inorganic Chemistry Siberian Branch SB RAS, 3, Prospect Akademik Lavrentiev St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Head of Laboratory of Clathrate Compounds; Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Associate Professor, Department of Inorganic Chemistry, phone: (383)316-53-46, e-mail: manakov@niic.nsc.ru

A model of natural gas hydrates in sandstone is considered using by tetrahydrofuran hydrate. The dissociation of tetrahydrofuran is investigated under atmospheric pressure. The analysis of the NMR-characteristics of tetrahydrofuran hydrate in a sand is performed. It is shown that the NMR-relaxometry method allows monitoring of the state of gas hydrate during their study in oil-and-gas well.

Key words: gas hydrates, relaxation characteristics, phase change, nuclear magnetic resonance.

Сегодня эффект ядерного магнитного резонанса (ЯМР) широко используется в различных областях научных исследований для изучения свойств, структуры и состояния вещества, и успешно применяется в крупнейших нефтегазовых компаниях и ведущих научных лабораториях мира, в том числе в ИНГГ СО РАН при петрофизических исследованиях керна и физико-химических исследованиях пластовых флюидов [2, 6, 7, 9]. Несмотря на изменчивость ЯМР-характеристик, сигналы от разных типов пород и флюидов часто можно спрогнозировать или определить при наличии данных лабораторных измерений [8, 12]. Большой интерес исследователей привлекает его использование для изучения нетрадиционных источников углеводородов – тяжелой нефти и битума, газовых гидратов и насыщенного метаном угля [12, 13, 15].

Газовые гидраты – это кристаллические соединения, образующиеся при взаимодействии воды и газа при повышенных давлениях и, как правило, при температурах ниже комнатной. В земной коре скопления гидратов могут образовываться в донных осадках акваторий на глубинах более 250 м, а также в многолетнемерзлых породах на глубинах 250–1000 м. Общее количество запасов природного газа в газогидратной форме по наиболее реалистичным оценкам составляет $2 \cdot 10^{14}$ м³ газа в глубоководных скоплениях субаквальных

гидратов и порядка 10^{13} м^3 в придонных скоплениях [5], что сравнимо с разведанными запасами газа в месторождениях традиционного типа.

В ИНГГ СО РАН модельные гидратсодержащие породы изучают разными геофизическими методами на предмет определения их акустических, электрофизических и тепловых свойств. Наиболее полное описание результатов исследований, методов и аппаратуры приведено в работах [1, 4].

В данной работе методом ЯМР-релаксометрии исследованы образцы гидрата тетрагидрофурана (ТГФ) в песке, для которых изучена температурная зависимость ЯМР-параметров при диссоциации образцов при атмосферном давлении. Гидрат ТГФ широко используется в качестве модели природных гидратов. В природе гидрата ТГФ не существует, но благодаря возможности получить его при замерзании гомогенного водного раствора ТГФ и близости физических свойств к свойствам гидратов углеводородных газов, гидрат ТГФ широко используется при лабораторном моделировании образцов, содержащих гидраты. Преимущество использования гидрата ТГФ состоит в возможности проводить исследования при атмосферном давлении, что значительно упрощает исследования.

ЯМР-измерения проводили на релаксометре «МСТ-05» фирмы ООО «Магнитные системы и технологии» (г. Екатеринбург) с рабочей частотой 2,2 МГц и магнитной индукцией 55 мТл, объемом ампулы 20 см^3 , длительностью импульса 0,2 мс, временем восстановления датчика 90 мкс [3, 8]. Начальная амплитуда регистрируемого ЯМР-сигнала пропорциональна числу поляризованных ядер водорода и затем пересчитывается в общее водородосодержание (НІ). Погрешность определения НІ определяется тремя основными факторами:

- 1) достаточно длинным временем намагничивания (поляризации) для достижения полной поляризации ядер водорода;
- 2) достаточно коротким временем между импульсами для получения сигнала от связанного флюида и флюида с короткими временами релаксации (высоковязкие нефти, флюид на границе вода-лед);
- 3) соответствием числа ядер водорода во флюиде этому параметру в равном объеме воды, т. е. где $\text{НІ}=1$ [10].

Раствор ТГФ смешивали с песком, замораживали в жидком азоте и затем проводили ЯМР-измерения при оттаивании с измерением температуры термпарой на поверхности образца. Затем проводили ЯМР-измерение, снова измеряли температуру, и так далее до комнатной температуры. В работе использовался 20 мас % раствор ТГФ. Состав гидрата $\text{ТГФ} \times 17\text{H}_2\text{O}$ соответствует 19,1 мас % ТГФ, небольшой избыток ТГФ брался, чтобы скомпенсировать его потери на испарение при приготовлении образца. Известно, что растворенный кислород существенно влияет на времена релаксации ядер водорода в растворе. Поэтому перед приготовлением образца воду и ТГФ обезгаживали под вакуумом для удаления растворенных газов. Приготовление раствора и образца для исследования проводилось в атмосфере гексафторида серы, чтобы избежать контакта раствора с воздухом и растворения кислорода в жидкой фазе. Образец готовился всыпанием песка в раствор ТГФ таким образом, чтобы существенно-

го захвата газовой фазы не происходило. Содержание раствора ТГФ в образце составляло около 15 мас %. Ниже приведены результаты экспериментов (рис. 1).

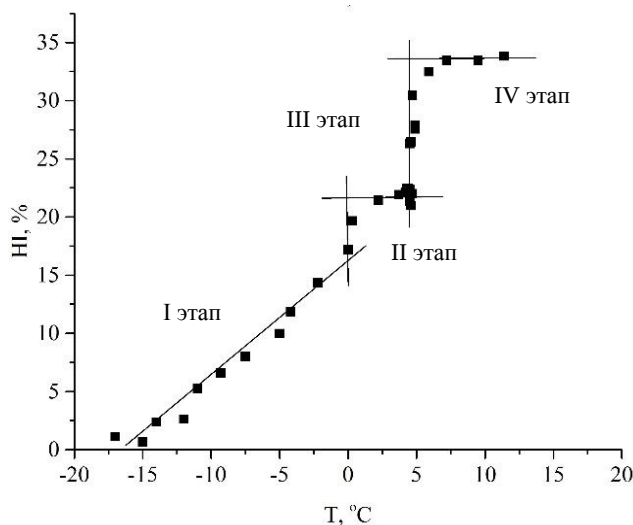


Рис. 1. Изменение водородосодержания образца гидрата ТГФ в процессе оттаивания

Видно, что зависимость НГ от температуры имеет два характерных перегиба: при 0 °С и в интервале температур 4–5 °С. Это свидетельствует о том, что при 0 °С плавится небольшая часть льда (так как часть воды не участвует в образовании гидрата), а в интервале 4–5 °С происходит диссоциация гидрата ТГФ. Анализ литературы [11] подтверждает полученные данные: при атмосферном давлении фазовый переход гидрата ТГФ происходит при +4,4 °С. Поскольку использованный для приготовления образца раствор соответствовал составу твердого гидрата, в идеальном случае образец не должен был содержать свободного льда. Причиной появления льда могла стать методика приготовления образцов, предусматривающая заморозку в жидком азоте. При этом часть воды могла превратиться вместо гидрата в лед. Данное обстоятельство следует учитывать в дальнейшем при разработке методики приготовления образцов.

Рассмотрим, как меняется среднее время поперечной релаксации (T_2^{LM}) в процессе оттаивания гидрата ТГФ в песке (рис. 2).

На графике видно, что значение T_2^{LM} образца практически не меняется до температуры 5 °С, затем наблюдается увеличение T_2^{LM} в диапазоне температур 5–7 °С, связанное с диссоциацией гидрата ТГФ в результате чего высвобождается вода на поверхности частиц песка. При температурах выше 10 °С происходит испарение воды с поверхности частиц песка, поэтому наблюдается незначительное уменьшение времени релаксации.

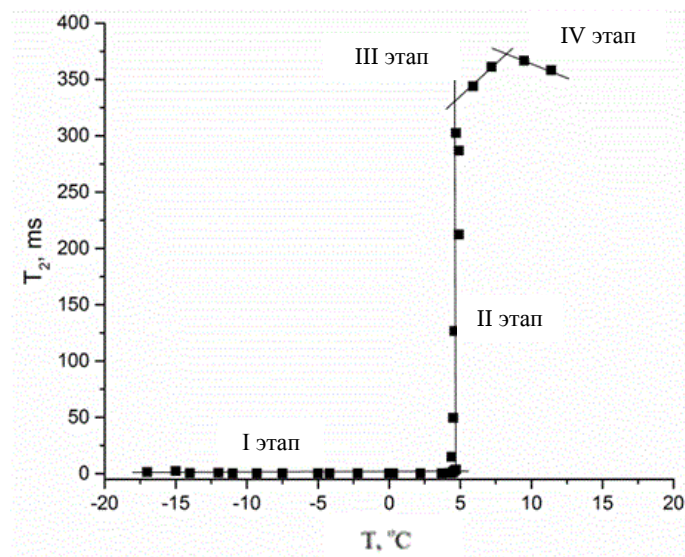


Рис. 2. Изменение среднего времени поперечной релаксации воды и гидрата ТГФ в процессе оттаивания

Процесс диссоциации гидрата ТГФ можно изучать не только по изменению HI и T_2^{LM} , но и по характерному изменению спектров времен поперечной релаксации (рис. 3).

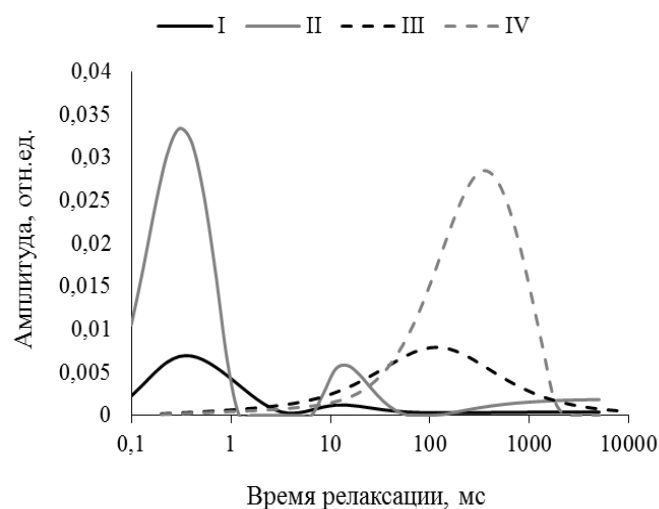


Рис. 3. Спектры времен поперечной релаксации гидрата ТГФ в процессе оттаивания

На рисунках видно, что первый этап (в течение первых 16 мин) характеризуется увеличением HI (см. рис. 1), при этом на спектре времен релаксации наблюдается бимодальность (см. рис. 3). На этом этапе сигнал определяется двумя фазами – гидратом ТГФ и льдом. На втором этапе (16–25 мин) HI продолжает увеличиваться, амплитуда спектра времен релаксации увеличивается, спектр

остается бимодальным. Можно сделать предположение, что происходит плавление льда и образование свободной воды совместно с гидратом ТГФ. На третьем этапе (25–66 мин) значительно увеличиваются H_1 и T_2^{LM} , спектр становится одномодальным. Вероятно, это связано с разрушением гидрата ТГФ. Последний этап характеризуется максимальным и постоянным значением H_1 и T_2^{LM} , спектр остается одномодальным. Гидрат ТГФ полностью разрушается, регистрируется постоянный сигнал ЯМР-сигнал от ТГФ и воды.

Таким образом, можно сделать следующие выводы. Во-первых, основные ЯМР-характеристики (водородосодержание H_1 , время релаксации T_2 , амплитуда ЯМР-спектра) являются чувствительными индикаторами процесса диссоциации газогидрата. Во-вторых, по ЯМР-данным наглядно выделяются основные этапы диссоциации газогидрата, на которых регистрируемый ЯМР-сигнал определяется сначала гидратом ТГФ и льдом, затем происходит плавление льда с высвобождением свободной воды, далее наблюдается плавление гидрата ТГФ и, наконец, после разрушения гидрата ТГФ сигнал определяется свободной водой и раствором ТГФ. В-третьих, характерные особенности на зависимостях ЯМР-параметров от времени, прошедшего с начала эксперимента, могут указывать на возможность выделения дополнительного этапа, предположительно связанного с разрушением гидрата ТГФ.

Работа выполнена по проекту № 18 «Изучение физико-химических свойств гидратосодержащих пород для развития дистанционных методов обнаружения и характеристики природных скоплений газовых гидратов» в рамках Комплексной программы фундаментальных исследований СО РАН «Междисциплинарные интеграционные исследования» на 2018–2020 гг.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дучков А. Д., Дучков А. А., Пермиков М. Е., Манакон А. Ю., Голиков Н. А., Дробчик А. Н. Лабораторные измерения акустических свойств гидратосодержащих песчаных образцов (аппаратура, методика и результаты) // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 6. – С. 900–914.
2. Шумская М. И., Глинских В. Н., Бортникова С. Б., Харитонов А. Н., Пермиков В. С. Лабораторное изучение жидкостей, выносимых из скважины, методом ЯМР-релаксометрии // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328, № 2. – С. 59–66.
3. Муравьев Л. А., Долманский Ю. К. Программное обеспечение ЯМР-релаксометра // Уральский геофизический вестник. – 2010. – № 1 (16). – С. 33–39.
4. Дучков А. Д., Дучков А. А., Дугаров Г. А., Дробчик А. Н. Скорости ультразвуковых волн в песчаных образцах, содержащих воду, лед или гидраты метана и тетрагидрофурана (лабораторные измерения) // Доклады РАН. – 2018. – Т. 478, № 1. – С. 94–99.
5. Соловьев В. А. Глобальная оценка количества газа в субмаринных скоплениях газовых гидратов // Геология и геофизика. – 2002. – Т. 43, № 7. – С. 648–661.
6. Шумская М. И., Глинских В. Н. Анализ влияния объемного содержания и типа глинистых минералов на релаксационные характеристики песчано-алевритовых образцов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 7. – С. 35–38.

7. Шумскайте М. Й., Глинских В. Н. Изучение удельной поверхности водонасыщенных песчано-алевритовых пород по данным ЯМР-релаксометрии // 4-я Междунар. науч.-практ. конф. «Тюмень-2015: Глубокие горизонты науки и недр», Тюмень, 23–27 марта, 2015. – Тюмень, 2015. – HH02.
8. Шумскайте М. Й., Глинских В. Н. Экспериментальное исследование зависимости ЯМР-характеристик от удельной поверхности и удельного электрического сопротивления песчано-алевритоглинистых образцов // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57, № 10. – С. 1911–1918.
9. Тураханов А. Х., Глинских В. Н., Каширцев В. А., Фурсенко Е. А., Шумскайте М. Й. Экспресс-исследование реологических свойств и группового состава углеводородов методом ЯМР-релаксометрии // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т. 12, № 3. – 15 с.
10. Coates G. R., Xiao L. H., Prammer M. G. NMR logging. Principles and applications. – Houston: Halliburton Energy Services, 1999. – 342 p.
11. Gough S. R., Davidson D. W. Composition of Tetrahydrofuran Hydrate and the Effect of Pressure on the Decomposition // Canadian Journal of Chemistry. – 1971. – Vol. 49, № 16. – P. 2691–2699.
12. Howard J. J. Quantitative estimates of porous media wettability from proton NMR measurements // Magnetic Resonance Imaging. – 1998. – Vol. 16, № 5. – P. 529–533.
13. Aichele C. P., Chapman W. G., Rhyne L. D., Subramani H. J., Montesi A., Creek J. L., House W. Nuclear magnetic resonance analysis of methane hydrate formation in water-in-oil emulsions // Energy Fuels. – 2009. – Vol. 23, № 2. – P. 835–841.
14. Freedman R., Heaton N., Flaum M., Hirasaki G., Flaum C., Hurlimann M. Wettability saturation and viscosity from NMR measurements // SPE Journal. – 2003. – V. 8. – P. 317–327.
15. Yao Y., Liu D., Xie S. Quantitative characterization of methane adsorption on coal using a low-field NMR relaxation method // International Journal of Coal Geology. – 2014. – Vol. 131. – P. 32–40.

REFERENCES

1. Duchkov A. D., Duchkov A. A., Permyakov M. E., Manakov A. Yu., Golikov N. A., Drobchik A. N. Laboratornye izmereniya akusticheskikh svoystv gidratosoderzhashchih peschanykh obrazcov (apparatura, metodika i rezul'taty) // Geologiya i geofizika. – 2017 – Т. 58, № 6. – С. 900–914.
2. Shumskajte M. J., Glinskih V. N., Bortnikova S. B., Haritonov A. N., Permyakov V. S. Laboratornoe izuchenie zhidkostej, vynosimyh iz skvazhiny, metodom YaMR-relaksometrii // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov. – 2017. – Т. 328, № 2. – С. 59–66.
3. Murav'ev L. A., Dolomanskij Yu. K. Programmnoe obespechenie YaMR-relaksometra // Ural'skij geofizicheskij vestnik. – 2010. – № 1 (16). – С. 33–39.
4. Duchkov A. D., Duchkov A. A., Dugarov G. A., Drobchik A. N. Skorosti ul'trazvukovykh voln v peschanykh obrazcah, soderzhashchih vodu, lyod ili gidraty metana i tetragidrofurana (laboratornye izmereniya) // Doklady RAN. – 2018. – Т. 478, № 1. – С. 94–99.
5. Solov'ev V. A. Global'naya ocenka kolichestva gaza v submarinnykh skopleniyah gazovykh gidratov // Geologiya i geofizika. – 2002. – Т. 43, № 7. – С. 648–661.
6. Shumskajte M. J., Glinskih V. N. Analiz vliyaniya ob'emnogo soderzhaniya i tipa glinistyh mineralov na relaksacionnye harakteristiki peschano-alevritovykh obrazcov // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenij. – 2015. – № 7. – С. 35–38.
7. Shumskajte M. J., Glinskih V. N. Izuchenie udel'noj poverhnosti vodonasyshchennykh peschano-alevritovykh porod po dannym YaMR-relaksometrii // 4-ya mezhdunar. nauch.-prakt. konf. «Tyumen'-2015: Glubokie gorizonty nauki i nedr», Tyumen', 23–27 marta, 2015. – Tyumen', 2015. – HH02.

8. Shumskajte M. J., Glinskih V. N. Eksperimental'noe issledovanie zavisimosti YaMR-harakteristik ot udel'noj poverhnosti i udel'nogo elektricheskogo soprotivleniya peschano-alevritoglinistyh obrazcov // *Geologiya i geofizika*. – 2016. – T. 57, № 10. – S. 1911–1918.
9. Turahanov A. H., Glinskih V. N., Kashircev V. A., Fursenko E. A., Shumskajte M. J. Ekspress-issledovanie reologicheskikh svoystv i gruppovogo sostava uglevodorodov metodom YaMR-relaksometrii // *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. – 2017. – T. 12, № 3. – 15 s.
10. Coates G. R., Xiao L. H., Prammer M. G. NMR logging. Principles and applications. – Houston: Halliburton Energy Services, 1999. – 342 p.
11. Gough S. R., Davidson D. W. Composition of Tetrahydrofuran Hydrate and the Effect of Pressure on the Decomposition // *Canadian Journal of Chemistry*. – 1971. – Vol. 49. – № 16. – P. 2691–2699.
12. Howard J. J. Quantitative estimates of porous media wettability from proton NMR measurements // *Magnetic Resonance Imaging*. – 1998. – Vol. 16, № 5. – P. 529–533.
13. Aichele C. P., Chapman W. G., Rhyne L. D., Subramani H. J., Montesi A., Creek J. L., House W. Nuclear magnetic resonance analysis of methane hydrate formation in water-in-oil emulsions // *Energy Fuels*. – 2009. – Vol. 23, № 2. – P. 835–841.
14. Freedman R., Heaton N., Flaum M., Hirasaki G., Flaum C., Hurlimann M. Wettability saturation and viscosity from NMR measurements // *SPE Journal*. – 2003. – V. 8. – P. 317–327.
15. Yao Y., Liu D., Xie S. Quantitative characterization of methane adsorption on coal using a low-field NMR relaxation method // *International Journal of Coal Geology*. – 2014. – Vol. 131. – P. 32–40.

© М. Й. Шумскайте, В. Н. Глинских, А. Д. Дучков, А. Ю. Манаков, 2018

АВТОМАТИЗАЦИЯ СПЕКТРАЛЬНОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОЛН

Александр Викторович Яблоков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, инженер; Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный пр., 54, младший научный сотрудник, e-mail: YablokovAV@ipgg.sbras.ru

Александр Сергеевич Сердюков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник; Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный пр., 54, младший научный сотрудник, e-mail: SerdyukovAS@ipgg.sbras.ru

В работе рассматривается метод многоканального анализа поверхностных волн (MASW) и предлагается использовать новый подход к извлечению дисперсионных кривых поверхностных волн из записей сейсмических наблюдений. Идея подхода состоит в усилении пакетов поверхностных волн, используя временно-частотные представление сейсмических данных на основе преобразования Стоквелла и оценки волнового числа путем помехоустойчивого пространственного спектрального анализа.

Ключевые слова: сейсморазведка, поверхностные волны, спектральный анализ.

AUTOMATIZATION OF SPECTRAL ANALYSIS OF SURFACE WAVE DATA

Alexandr V. Yablokov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Engineer; Chinakal Institute of Mining SB RAS, 54, Krasny Prospect St., Novosibirsk, 630091, Russia, Junior Researcher, e-mail: YablokovAV@ipgg.sbras.ru

Aleksander S. Serdyukov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher; Chinakal Institute of Mining SB RAS, 54, Krasny Prospect St., Novosibirsk, 630091, Russia, Junior Researcher, e-mail: SerdyukovAS@ipgg.sbras.ru

We consider the multichannel analysis of surface wave (MASW) method and propose to use a new automated surface wave dispersion curves picking method. The idea is to amplify the surface waves packets, using S-transform based time-frequency representation of seismic data, and then estimate wavenumber by robust spatial spectral analysis. The proposed method showed good results when processing field data.

Key words: seismic exploration, surface waves, spectral analysis.

We consider the multichannel analysis of surface wave (MASW) method [8]. This method is based on utilizing the dispersion curves of phase surface wave velocity dependence on time frequency. The dispersion curves are extracted from multichannel seismic records (typically linear acquisition systems are used), containing broadband Rayleigh wave data. The MASW method has been intensively developed and applied over past two decades [10, 12–15]. MASW is mainly aimed on estimating subsoil structure for geotechnical purposes. In the field of hydrocarbon seismic exploration surface wave analysis also can be used to compute receiver static corrections for body waves processing [6, 9]. Commonly, the dispersion curves are inverted for S-wave 1D-velocity profiles [12]. The reconstruction of lateral near surface variations may be crucial for a number of applications. Pseudo-2D (3D) S-wave velocity sections are constructed from a sets of 1D models by using spatial interpolation [3, 4].

Theoretically, in most situations the fundamental mode Rayleigh surface wave curve can be extracted by picking the f - k spectral maximums. However, other waves and noise can lead to the presence of other local spectrum maximums. Due to the limited length of the seismic acquisition array the spectral leakage takes place and close picks can merge. Because of these effects, in most MASW implementations, the dispersion curves are picked manually. Experienced operator can guess how to plot a smooth and realistic dispersion curve.

Usually the surface waves are generated by impulse sources. The seismic oscillations are non-stationary in this case. In practice, the surface wave packet is often extracted for the subsequent spectral analysis by cutting out the corresponding part of the seismograms. This procedure is done manually within time-offset representation of the seismic recordings. High energy triangle area, expanding by time and offset axis (thanks to the dispersion of surface waves velocities) is taken. That is the straightforward intuitive way to amplify the surface wave. A more advanced method is to consider time-frequency representation of seismic data.

We present the automated picking method, providing smooth and realistic dispersion curves. The proposed processing method has two steps. In the first step the surface wave packet is extracted using S-transform [11] of seismic signal. At the second step the phase velocities are determined by spectral analysis of the extracted wave packet. The proposed method showed good results when processing field data.

The continuous-wavelet transform (CWT) is widely used for seismic data processing [1, 2]. In contrast to the standard short time Fourier transform (STFT), the CWT method does not require preselecting a window length and has a variable time-frequency resolution. Kulesh [7] showed how to estimate both group and phase velocities of a dispersive waves using CWT. Roohollah [9] implemented the similar method based on Stockwell transform [11] (S-transform), which provides frequency-dependent resolution similar to CWT. Unlike the CWT, the S-transform maintain a direct relationship with Fourier spectrum [11]. That is why S-transform is preferable for seismic data processing. In particular, the S-transform features make surface waves attributes estimation more straightforward [9]. The S-transform of a signal $h(t)$ is given by relation:

$$S[h(t)(\tau, f)] = \int_{-\infty}^{+\infty} h(t) \frac{|f|}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\tau-t)^2 f^2}{2}} e^{-i2\pi ft} dt, \quad (1)$$

where f is the time frequency, τ and t are both time variables – this notation has been introduced just to separate the integration variable from the parameter under the integral.

Let's observe the surface wave packet. Consider two signals h_1 and h_2 , recorded by a couple of receivers of a linear acquisition system (both of the receivers are located on the same source-receiver line). The S-transform of the second signal can be expressed in terms of the S-transform of the first signal:

$$S[h_2(t)](\tau, f) = e^{-i2\pi k(f)l} e^{-\lambda(f)l} S[h_1(t)](\tau - k'(f)l, f). \quad (2)$$

After the application of S-transform, one should find the maximum amplitude (ridge) of the time-frequency distribution for a fixed frequency for both signals. Note, that $\frac{1}{k'(f)} = U(f)$ is the group velocity. Thus, according to (2) the time difference between the ridges of two transforms equals the group velocity travel-time. the phase shift between the ridges is connected to phase velocity travel-times: $k(f)l = \frac{lf}{C(f)}$

where $C(f)$ is the surface wave phase velocity. Roohollah [9] proposed to use these relations to extract surface wave attributes from two receiver recordings.

The phase velocity estimation is more preferable than only the group one. For instance, a situation is often observed when the dependence of the surface wave wavenumber on the frequency becomes linear starting from a certain frequency i.e.

$k(f) = k_0 + \alpha f$. The group velocity becomes constant in this case: $U(f) = \frac{1}{\alpha}$ like in homogeneous medium. The phase velocity is not constant if k_0 is nonzero – it can be inverted for some depth depended S-profile.

The MASW method is more suitable for determining the surface wave phase velocities than two receiver approaches. It is more robust. f-k analysis can also help to separate different surface wave modes and estimate their phase velocities independently. That is why we have modified the S-transform approach to apply to multi-channel data. Consider the linear acquisition system. Let us implement the S-transform to every receiver record, pick up the maximum and get the phase function:

$$P(f, x_j) = \frac{S[h_j(t)](f, \tau_j^{\max})}{|S[h_j(t)](f, \tau_j^{\max})|} = \exp(-i2\pi(k_0 + k(f)x_j)) + \varepsilon, \quad (3)$$

where x_j is the j -th receiver offset, $h_j(t)$ is the corresponding seismic record and $\tau_j^{\max}$ is the time of the maximum ridge of the observed trace. We assume that the phase of the function $P(f, x_j)$, $j = 1 \dots N$ is determined mainly by the wave number of the fundamental mode $k(f)$, k_0 is the source dependent phase shift and ε is the signal model error.

The straightforward way to get the wavenumber $k(f)$ is the Fourier transform. Note that since it is assumed that a useful signal (3) contains only one harmonic, it is possible to use more advanced high resolution eigenspace methods [5]. By plotting the wavenumber spectrum of the phase function (3) for a set of time frequencies we obtain the f-k image. This f-k image turns out to be much ‘cleaner’ than the one, obtained using 2D FT. As showed our experiments, a smooth fundamental mode dispersion curve can be obtained by picking maximum amplitude ridges on the f-k plane.

A field data has been acquired in vicinity of Novosibirsk, Russia. The receiver array was made up of 90 vertical 10 Hz geophones with 5 m spacing. The time domain acquisition parameters were 3s length and 1ms sampling rate (Fig. 1, *a*). The data S-transform at frequency $f = 10\text{Hz}$ amplitude versus distance is presented in Fig. 1, *b*. The surface wave packet is shown in red. In order to recover 2D shear wave velocity structures, we used moving rectangular 50m lengths spatial windows during wavenumber spectral analysis.

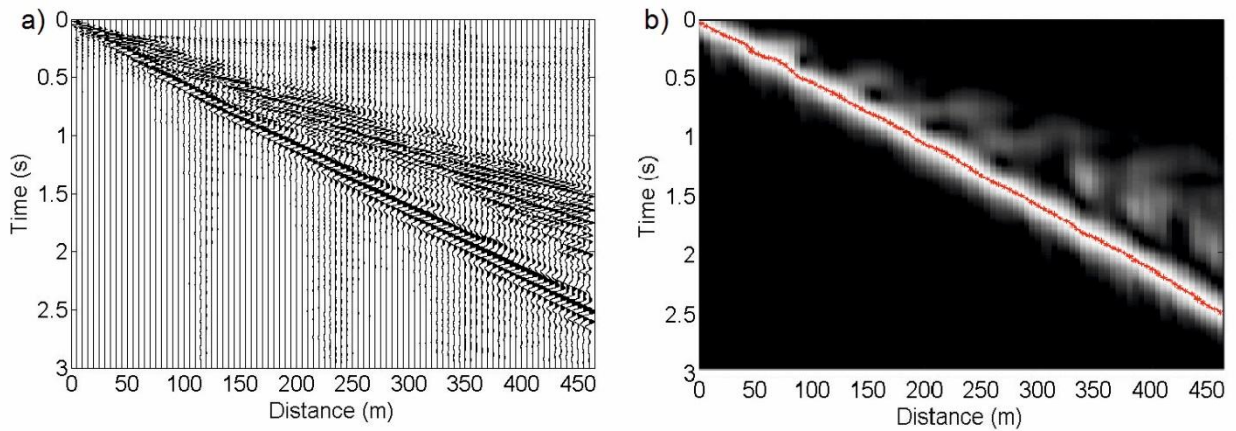


Fig. 1. Time-frequency representation of the seismic records:
a) raw data; *b*) S-transform of the data versus distance at Frequency = 10 Hz

Figure 2, *a*, *b* shows f-k spectra for the first ten receivers: one obtained using the proposed approach and the second obtained by the standard method. The dispersion curves are shown in black. It can be seen that the first curve, shown in Fig. 2, *a*, turns to be smoother than the second in Fig 2, *b*. The first curve is similar to that obtained by numerical modeling in stratified medium. Note, that it is a straight line for higher frequencies. We have used simple linear regression to define the dependence of the wavenumber on the frequency (higher than it was possible to pick).

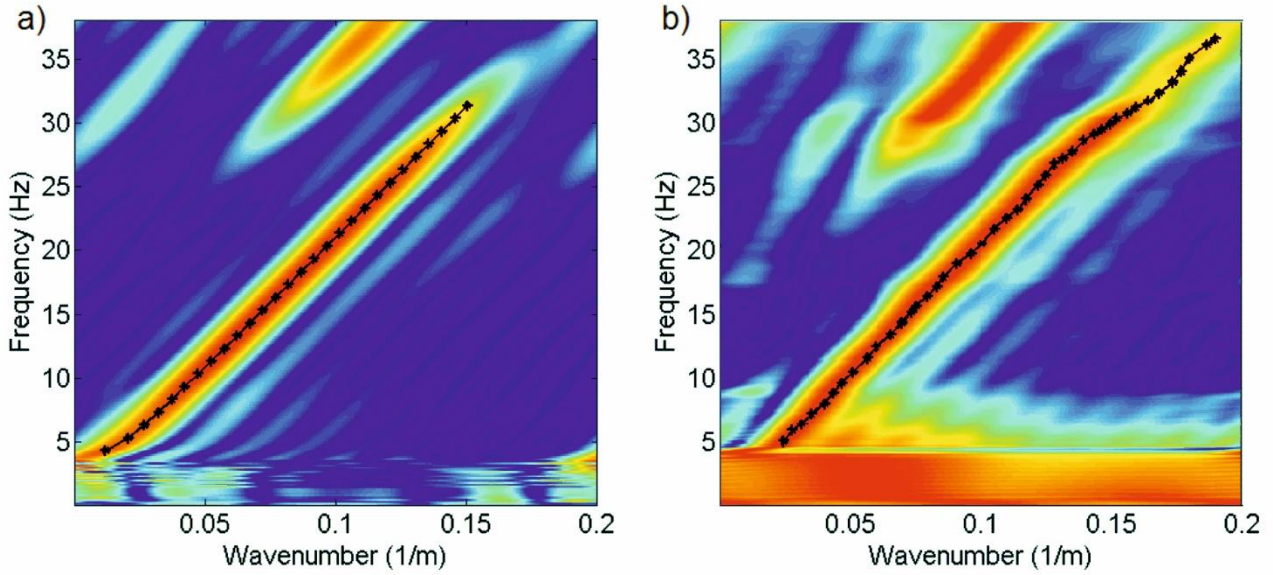


Fig. 2. f-k spectra and dispersion curve picking:

a) proposed two-step automated method; b) conventional result using time-spatial 2D FFT

The series of dispersion curves were inverted for a set of 1D shear wave profiles. They were gathered to 2D sections by using interpolation. A result, presented in Fig. 3, *a*, is obtained by the inversion of dispersion curves, automatically picked by proposed method. In Fig. 3, *b* an inversion of conventional manually picked on 2D FT f-k image dispersion curves is shown. The inversion procedure was the same for both results. Note that the section in Fig. 3, *a* is almost horizontally homogeneous. This indirectly exposes its reliability.

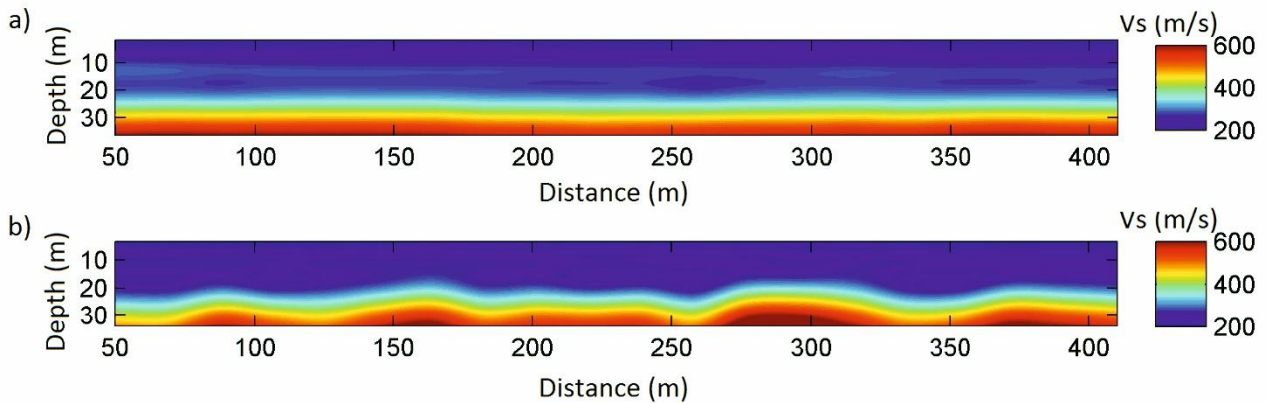


Fig. 3. Pseudo-2D shear-wave velocity sections by inversion of a series:

a) automatically picked dispersion curves; b) conventional manually picked dispersion curves

A new method for surface wave dispersion curves picking, based on the implementation of S-transform to multichannel data and further robust wavenumber estimation, has been proposed. This method not only automates the processing routine but also significantly improves the reliability of MASW results.

The research was supported by Russian President grant No.MK-6451.2018.5.

REFERENCES

1. Chakraborty A., Okaya D. Frequency-time decomposition of seismic data using wavelet-based methods // *Geophysics*. – 1995. – Vol. 60, N 6. – P. 1906–1916.
2. Extending seismic bandwidth using the continuous wavelet transform / M. Smith, G. Perry, J. Stein et al. // *First break*. – 2008. – Vol. 26, N 6. – P. 97–102.
3. Generation of a pseudo-2D shear-wave velocity section by inversion of a series of 1D dispersion curves / Y. Luo, J. Xia, J. Liu et al. // *Journal of Applied Geophysics*. – 2008. – Vol. 64, N 3–4. – P. 115–124.
4. Horizontal resolution of multichannel analysis of surface waves / B. Mi, J. Xia, C. Shen et al. // *Geophysics*. – 2017. – Vol. 82, N 3. – P. EN51–EN66.
5. Johnson D. H., Dudgeon D. E. Array signal processing: concepts and techniques. – Englewood Cliffs: PTR Prentice Hall, 1993. – P. 1–523.
6. Mari J. L. Estimation of static corrections for shear-wave profiling using the dispersion properties of Love waves // *Geophysics*. – 1984. – Vol. 49, N 8. – P. 1169–1179.
7. Modeling of wave dispersion using continuous wavelet transforms / M. Kulesh, M. Holschneider, M. S. Diallo et al. // *Pure and Applied Geophysics*. – 2005. – Vol. 162, N 5. – P. 843–855.
8. Park C. B., Miller R. D., Xia J. Multichannel analysis of surface waves // *Geophysics*. – 1999. – Vol. 64, N 3. – P. 800–808.
9. Roohollah A. Surface Wave Analysis and its Application to the Calculation of Converted Wave Static Corrections: diss. – University of Calgary, 2013.
10. Socco L. V., Foti S., Boiero D. Surface-wave analysis for building near-surface velocity models – Established approaches and new perspectives // *Geophysics*. – 2010. – Vol. 75, N 5. – P. 75A83–75A102.
11. Stockwell R. G., Mansinha L., Lowe R. P. Localization of the complex spectrum: the S transform // *IEEE transactions on signal processing*. – 1996. – Vol. 44, N 4. – P. 998–1001.
12. Surface wave methods for near-surface site characterization / S. Foti, C. G. Lai, G. J. Rix, C. Strobbia. – CRC Press, 2014.
13. Surface-wave methods for anomaly detection / J. T. Schwenk, S. D. Sloan, J. Ivanov, R. D. Miller // *Geophysics*. – 2016. – Vol. 81, N 4. – P. EN29–EN42.
14. Xia J., Miller R. D., Park C. B. Estimation of near-surface shear-wave velocity by inversion of Rayleigh waves // *Geophysics*. – 1999. – Vol. 64, N 3. – P. 691–700.
15. Yilmaz O., Kocaoglu A. Effect of lateral heterogeneity in the soil column on shear-wave velocity estimation by Rayleigh-wave inversion // *The Leading Edge*. – 2012. – Vol. 31, N 7. – P. 758–765.

© A. B. Яблоков, A. C. Сердюков, 2018

КОМПЕНСАЦИЯ НЕСИНХРОННОСТИ ЗАПИСЕЙ СКВАЖИННЫХ СИСТЕМ НАБЛЮДЕНИЙ

Сергей Владимирович Яскевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат физико-математических наук, научный сотрудник лаборатории динамических проблем сейсмики, e-mail: yaskevichsv@gmail.com

Антон Альбертович Дучков

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, кандидат физико-математических наук, зав. лабораторией динамических проблем сейсмики, e-mail: duchkovaa@ipgg.sbras.ru

Скважинный микросейсмический мониторинг иногда подразумевает установку нескольких скважинных систем наблюдений. Одной из задач при этом является точная синхронизация получаемых записей. Обычно эта задача решается на аппаратном уровне, и в случае идеальных наблюдений дополнительных процедур коррекции не требуется, но в некоторых случаях аппаратная синхронизация сбивается, и для корректного использования данных смещение в синхронизации требуется компенсировать, также такая компенсация нужна, когда при передаче данных информация о синхронизации становится утерянной. В этой работе мы предлагаем вводить в инверсию дополнительный параметр, отвечающий за несинхронность записей, и показываем, что он определяется устойчиво.

Ключевые слова: микросейсмический мониторинг, обработка данных, скоростная модель, время, синхронизация.

NONSYNCHRONIZED DOWNHOLE MICROSEISMIC RECORD COMPENSATION

Sergey V. Yaskevich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Researcher, Laboratory of Dynamic Problems of Seismic, e-mail: yaskevichsv@gmail.com

Anton A. Duchkov

Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Ph. D., Head of Laboratory of Dynamic Problems of Seismic, e-mail: duchkovaa@ipgg.sbras.ru

Downhole microseismic monitoring sometimes involves the installation of several downhole observation systems. One of the tasks here is the exact synchronization of the received records. Usually this task is solved at the hardware level and, in case of ideal observations, additional correction procedures are not required, but in some cases hardware synchronization is knocked down and for correct use of the data the offset in synchronization needs to be compensated, also this compensation is needed when the synchronization information becomes lost during the data transfer. In this paper, we propose to introduce in the inversion an additional parameter responsible for the non-synchronization of records and show that it is determined stably.

Key words: microseismic monitoring, data processing, absolute time, velocity model.

Введение

Микросейсмический мониторинг – технология, направленная на изучение операций, производимых при активном воздействии на геосреду. Основная идея технологии – связать наблюдаемые слабые землетрясения (микросейсмические события) с соответствующим процессом. Наиболее часто упоминаемым воздействием такого рода является гидроразрыв пласта (ГРП). Для самих наблюдений иногда требуется размещение системы наблюдений (скважинных сейсмоприемников) в непосредственной близости к процессу – в близлежащей скважине или скважинах. Также применяются наземные и заглубленные системы наблюдений или различные их комбинации.

При скважинном микросейсмическом мониторинге ГРП среди наблюдаемых событий выделяются события типа «падение-шара» (воздействия внутри компоновки для ГРП активизирующие порт закачки путем выстреливания в него под давлением шара), перфорации ствола скважины (при альтернативном варианте завершения ствола скважины) и сами микросейсмические события – происходящие в области развития трещины ГРП. Несомненность возникновения таких событий в области развивающейся трещины или в прилегающих к процессу ГРП активизируемых разломах подтверждается многочисленными наблюдениями, интерпретация которых вполне однозначна (Rutledge J. Phillips W., 2003) [1].

На ранних этапах применения технологии, после иллюстрации ее эффективности (Rutledge J. Phillips W., 2003) [1] чаще всего использовались системы наблюдений, расположенные в одной наблюдательной скважине (Maxwell S. C. et al., 2010) [2], такая постановка наблюдений позволяла локализовать гипоцентры микросейсм. При высоком качестве данных и адекватной скоростной модели такие системы наблюдений обеспечивают относительно высокую точность определения глубины событий (Яскевич С. В. и Дучков А. А., 2013) [3], точность определения горизонтальных координат событий обычно меньше. Также немаловажно – такая система наблюдений не позволяет определять механизмы в источниках микросейсмических событий (Vavryšuk, V., 2007) [4], которые важны для интерпретации получаемого облака событий в виде DFN (discrete fracture network) (Lei Q et al., 2017) [5].

Для повышения точности локализации и достоверного определения механизмов в очаге микросейсмических событий стали все больше применять системы наблюдений, состоящие из нескольких наблюдательных скважин (Ardakani E. P. et. al., 2018 [6]; Yang Y. and Zoback M. D., 2014 [7]), при этом каждая наблюдательная скважина подключена к своей регистрирующей станции. После включения записи, как правило, она идет непрерывно, при этом записываются 10 секундные SEG Y файлы, точность временной привязки которых к абсолютному времени по GPS составляет 10^{-6} с. Если записи соседней скважины с такой же точностью синхронизированы к абсолютному времени, то их записи можно свести без дополнительных действий и обрабатывать с целью получения информации о ГРП (Yaskevich, S. V., 2015) [8]. На практике встреча-

ется несколько проблем, связанных с несинхронностью записи, не вдаваясь в технологические подробности, их бывает 2 типа – станции по-разному синхронизированы с абсолютным временем, либо данные по точной синхронизации записей утеряны при последующими передаче и хранении информации. В данных случаях встает вопрос о возможности определения параметра этой несинхронности по данным и компенсации ее в процессе обработки. По сути, такая задача сводится к добавлению одной новой переменной Δt для одной из скважин. Пример решения продемонстрирован в нашей работе.

Метод

В этой работе мы осуществляем локацию микросейсмических событий также, как и в наших предыдущих работах одновременно с определением параметров скоростной модели среды. В данном случае рассматривалась слоисто изотропная модель среды. Неизвестными параметрами в данном случае являются координаты событий $\mathbf{x}_e$ ($e = 1, \dots, N$, N – общее число событий) и времена их возникновения t_{0e} , $\mathbf{V}_P$ и $\mathbf{V}_S$ каждого из слоев модели среды, а также Δt – поправка в наблюдаемые по данным одной из регистрирующих расстановок времена прихода волн. Таким образом, вектор параметров модели выглядит как

$$\mathbf{m} = (\mathbf{x}_e, t_{0e}, \Delta t, \mathbf{V}_P, \mathbf{V}_S).$$

Для решения обратной кинематической задачи (локации микросейсмических событий одновременно с поиском) мы используем оптимизационную постановку, т. е. минимизируем функционал невязки:

$$F(\mathbf{m}) = \left\| \mathbf{t}_k^{data} - \mathbf{t}^{syn}(\mathbf{m}) \right\| \xrightarrow{\min} \mathbf{m}_k,$$

где $\mathbf{t}^{data}$ – измеренные времена прихода волн, $\mathbf{t}^{syn}$ – времена прихода, рассчитанные лучевым методом (двухточечное лучевое трассирование) для модели. Синтетические времена пробега рассчитываются посредством двухточечного лучевого трассирования. В этой работе результаты получены только на синтетических данных, поэтому $\mathbf{t}^{data}$ – это тоже синтетические времена, представленные предрассчитанным набором времен, для придания им реалистичности в них добавляется гауссовский шум k раз. Рассчитывается множество инверсий с внесенным различным шумом в данные. Изображение результатов этих инверсий предлагается воспринимать как оценку устойчивости определения параметров модели.

Пример

Рассмотрим в качестве примера две наблюдательные скважины и четыре микросейсмических события, расположенные в четырехслойной изотропной модели среды (см Рис. 1). События специально расставлены в ряд, имитируя

простейшую линейную геометрию трещины ГРП. Вертикальные наблюдательные скважины содержат по 16 сейсмоприемников с шагом 20 м по вертикали. Скоростная модель среды, использованная для расчета модельных времен прихода волн, также представлена на рис. 1.

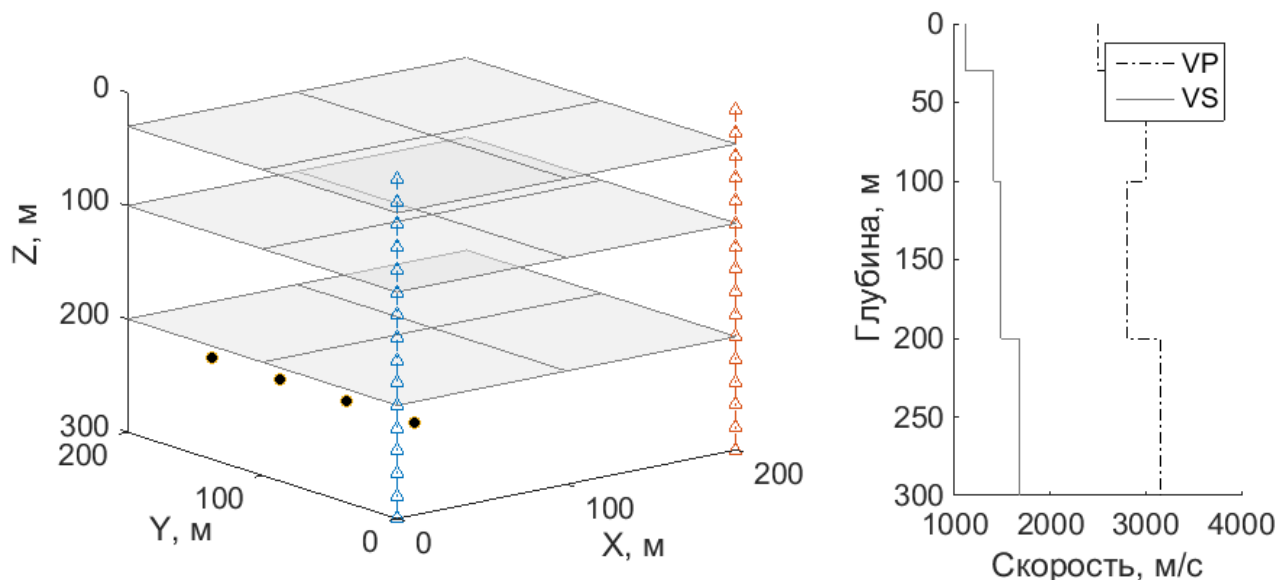


Рис. 1. Слева – модель среды: треугольные маркеры показывают положения сейсмоприемников, круглые маркеры показывают положения микросейсмических событий, скорости распространения продольной и поперечной волн показаны справа

Рассматривались два случая несинхронности записей по своей величине ($102 \cdot 10^{-3}$ с и $10 \cdot 10^{-3}$ с), в обоих случаях обратная задача по поиску параметров модели, включая Δt , хорошо сходилась (рис. 2, 3). Без внесения шума в наблюдаемые времена удастся получить точные значения всех параметров модели. При неучете несинхронности записи несинхронность $10 \cdot 10^{-3}$ с привела к систематическому смещению событий (см. рис. 2, справа) и большим невязкам с данными $6\text{--}7 \cdot 10^{-3}$ с. Несинхронность на $100 \cdot 10^{-3}$ с приводит к невозможности подбора адекватных параметров модели.

Несмотря на то, что скорости распространения волн во всех четырех слоях также подбирались в рамках решения обратной задачи, здесь мы сосредоточены на компенсации несинхронности записи. После внесения в исходные данные t^{data} шума со стандартным отклонением $5 \cdot 10^{-4}$ с, обратная задача решалась 50 раз для различных реализаций шума, и полученный разброс определенных параметров представлен на Рис. 3. Стандартные отклонения Δt и времени возникновения событий составляют $3.84 \cdot 10^{-4}$ с и $t_0 \ 2 \cdot 10^{-4}$ с соответственно. Мы рассматриваем именно этот кросс плот определенных параметров, так как они меняют годографы волн похожим образом (смещают годографы не искривляя).

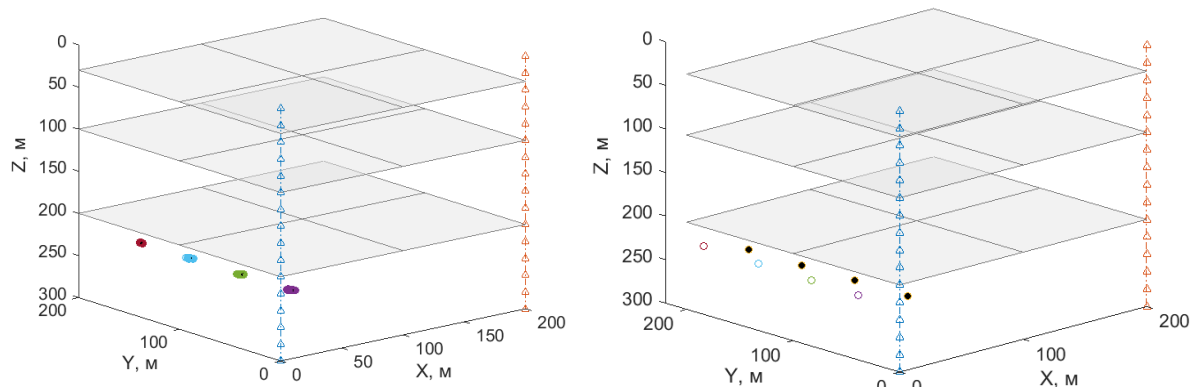


Рис. 2. Результаты локализации событий одновременно с определением несинхронности (слева), без учета несинхронности на 10 мс (справа)

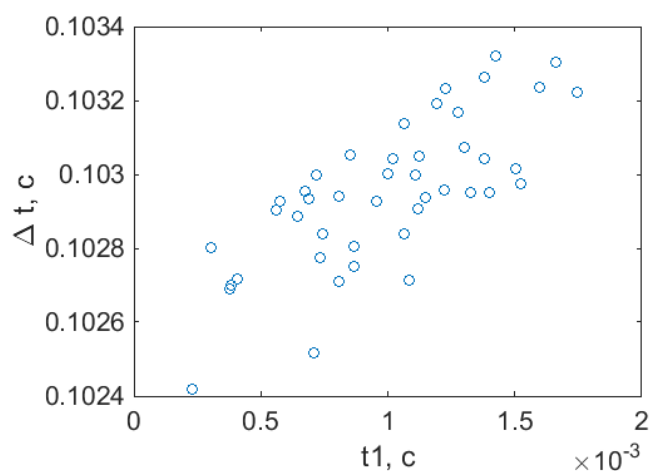


Рис. 3. Определенные время возникновения события и величина сдвига по времени между записями скважин по временам прихода волн с внесенным шумом

Выводы

При микросейсмическом мониторинге вовлечение нескольких скважин требует их синхронизации. Несинхронность сейсмической записи в скважинах приводит к значительным проблемам в их обработке. В работе показана принципиальная возможность определения этой несинхронности. Стандартные отклонения Δt и времени возникновения событий при типичных значениях шума составляют $3.84 \cdot 10^{-4}$ с и t_0 $2 \cdot 10^{-4}$ с соответственно. Конечно эти величины значительно больше значений точности аппаратной синхронизации, но тем не менее учет несинхронности в постобработке показывает отличные результаты в плане повышения точности решения обратной задачи.

Работа поддержана грантом РФФИ № 16-35-60087.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Rutledge J. Phillips W. Hydraulic stimulation of natural fractures as revealed by induced microearthquakes, Carthage Cotton Valley gas field, East Texas // *Geophysics*. – 2003. – Т. 68, № 2. – P. 441–452.
2. Maxwell S. C., Rutledge J., Jones R., Fehler M. Petroleum reservoir characterization using downhole microseismic monitoring // *Geophysics*. – 2010. – Т. 75, № 5. – P. 75A129–75A137.
3. Яскевич С. В., Дучков А. А. Сравнение точности локации микросейсмических событий при использовании наземных и скважинных систем наблюдений // *Технологии сейсморазведки*. – 2013. – № 03. – С. 43–51.
4. Vavryčuk V., On the retrieval of moment tensors from borehole data // *Geophysical Prospecting*. – 2007. – V. 55. – P. 381–391.
5. Lei Q., Latham J. P., Tsang C. F. The use of discrete fracture networks for modelling coupled geomechanical and hydrological behaviour of fractured rocks // *Computers and Geotechnics*. – 2017. – V. 85. – P. 151–176.
6. Ardakani E. P., Baig A. M., Urbancic T. I., Kahn D., Rich J., Langton D., Silver K. Effectiveness of Geometric Versus Variable Shot Clusters to Stimulate a Percolating Crack Network Capable of Sustaining Flow // *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition*. – Society of Petroleum Engineers, 2018.
7. Yang Y., Zoback M. D. The role of preexisting fractures and faults during multistage hydraulic fracturing in the Bakken Formation // *Interpretation*. – 2014. – V. 2, № 3. – P. SG25–SG39.
8. Yaskevich S.V., Grechka V.Y., Duchkov A. A. Processing microseismic monitoring data, considering seismic anisotropy of rocks // *Journal of Mining Science*. – 2015. – V. 51 (3). – P. 477–486.

REFERENCES

1. Rutledge J. Phillips W. Hydraulic stimulation of natural fractures as revealed by induced microearthquakes, Carthage Cotton Valley gas field, East Texas // *Geophysics*. – 2003. – Т. 68, № 2. – P. 441–452.
2. Maxwell S. C., Rutledge J., Jones R., Fehler M. Petroleum reservoir characterization using downhole microseismic monitoring // *Geophysics*. – 2010. – Т. 75, № 5. – P. 75A129–75A137.
3. Yaskevich S. V., Duchkov A. A. Sravnenie tochnosti lokacii mikroseyzmicheskikh sobytij pri ispol'zovanii nazemnyh i skvazhinnyh sistem nablyudenij // *Tekhnologii sejsmorazvedki*. – 2013. – № 03. – S. 43–51.
4. Vavryčuk V., On the retrieval of moment tensors from borehole data // *Geophysical Prospecting*. – 2007. – V. 55 – P. 381–391.
5. Lei Q., Latham J. P., Tsang C. F. The use of discrete fracture networks for modelling coupled geomechanical and hydrological behaviour of fractured rocks // *Computers and Geotechnics*. – 2017. – V. 85. – P. 151–176.
6. Ardakani E. P., Baig A. M., Urbancic T. I., Kahn D., Rich J., Langton D., Silver K. Effectiveness of Geometric Versus Variable Shot Clusters to Stimulate a Percolating Crack Network Capable of Sustaining Flow // *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition*. – Society of Petroleum Engineers, 2018.
7. Yang Y., Zoback M. D. The role of preexisting fractures and faults during multistage hydraulic fracturing in the Bakken Formation // *Interpretation*. – 2014. – V. 2, № 3. – P. SG25–SG39.
8. Yaskevich S. V., Grechka V. Y., Duchkov A. A. Processing microseismic monitoring data, considering seismic anisotropy of rocks // *Journal of Mining Science*. – 2015. – V. 51 (3). – P. 477–486.

© С. В. Яскевич, А. А. Дучков, 2018

ТЕХНОЛОГИЯ СОЗДАНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ ОБОБЩЕННОГО ОБРАЗА СКВАЖИНЫ ПО КАРОТАЖНЫМ ДАННЫМ

Владимир Валентинович Лапковский

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией математического моделирования природных нефтегазовых систем, e-mail: lapkovskii@ipgg.sbras.ru

Никита Евгеньевич Шмелев

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент, e-mail: shmelevne@ipgg.sbras.ru

Предлагается создавать обобщенный образ каротажных кривых из индивидуальных скважин. Автоматическая корреляция скважин позволяет установить в них наборы стратиграфически эквивалентных точек, по которым совмещаются кривые перед их объединением. Построение стратиграфической модели рассматривается как решение многомерной оптимизационной задачи. Обобщенный образ позволяет количественно оценивать характеристики пластов, прогнозировать свойства проектируемых скважин и создавать трехмерные модели.

Ключевые слова: автоматическая корреляция скважин, каротаж, обобщенная скважина, прогнозирование разреза, кубы свойств.

TECHNOLOGY OF DEVELOPMENT AND USING THE COMMON IMAGE OF WELL BY WELL-LOGS

Vladimir V. Lapkovskii

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Head of Laboratory of Mathematical Modeling of Natural Petroleum Systems, e-mail: lapkovskii@ipgg.sbras.ru

Nikita E. Shmelev

Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Student, e-mail: shmelevne@ipgg.sbras.ru

Proposition to create a common image of well logs from individual wells. Automatic correlation allows establishing packs of stratigraphy equivalent points and superposes curves before their union. Stratigraphy model construction considers as the solution of multidimensional optimization problem. Common image allows apprising layers characteristics quantitatively, predicts properties of projecting wells and creates three-dimensional models.

Key words: automatic well correlation, well log, common well, section prediction, cube properties.

О методе обобщенного фотопортрета. Фрэнсис Гальтон, двоюродный брат Чарльза Дарвина, интересовался исследованием человеческого интеллекта, генетикой, акустикой, дактилоскопией, а также много сил отдал развитию антро-

пологии, идей селекции и наследовании способностей. В работе «Composite portraits» [Galton, 1878] Ф. Гальтон сформулировал метод составления обобщенного изображения человеческого лица по многочисленным фотографиям разных людей. Сейчас предложенный Гальтоном подход реализован в программах обработки изображений и широко используется антропологами для визуализации межгрупповых и внутригрупповых особенностей, а также морфологической изменчивости в группах.

В классической реализации (с использованием негативов и печатью на светочувствительных материалах) при получении обобщенного портрета присутствуют три шага:

1. Выбираются фотографии людей, сделанные в одном ракурсе, с приблизительно одинаковыми освещенностью и экспонированием.
2. Негативные изображения при печати совмещаются по реперным точкам. Сам Ф. Гальтон использовал совмещение по двум осям: проходящей через зрачки и ортогональной к первой оси, которая делит лицо пополам.
3. Каждое изображение экспонируется одинаковое время и так, чтобы суммарное время экспозиции было бы оптимальным для печати.

В современных компьютерных реализациях для совмещения лиц используются сотни пар точек на изображениях. Так, например, Дэвид Перретт с соавторами [Perrett et al., 1994] совмещает лица по 174 точкам.

Подобные действия можно выполнять не только с изображениями лиц людей, но и с другими объектами. Важнейшим шагом при конструировании таких моделей является совмещение отдельных изображений по их характерным точкам. В данной статье конструирование обобщенных образов каротажных записей скважин рассматривается на примере верхнеюрских отложений Нюрольской впадины, и также в его рамках обсуждаются некоторые задачи геологического моделирования.

Суть подхода состоит в том, что различные скважины совмещаются и масштабируются по результатам автоматической корреляции разрезов ГИС, после чего они суммируются с заданными весами.

Несколько слов о том, что представляет собой планшет Жековского. Будем сравнивать две скважины по сходству какой-либо каротажной кривой. Пусть x – глубина некоторой точки из интересующего интервала первой скважины, а y – глубина другой точки во второй скважине. Возьмем два «окна» шириной w , центр одного поместим в точку x , а другого – в точку y . С шагом dh выберем значения каротажной кривой (для каждой скважины предварительно нормированные в диапазоне от 0 до 1) из этих окон и получим два ряда чисел длиной $m = (\text{int}) w/dh$, $a = (a_1, a_2, \dots, a_m)$ и $b = (b_1, b_2, \dots, b_m)$.

Пусть

$$f(x, y) = f(a, b) - \quad (1)$$

некоторая функция, характеризующая величину различия векторов a и b , значение которой будем считать мерой различия по данной каротажной кривой то-

чек x и y этих двух скважин. Можно использовать два вида функции $f(x, y)$, одна строится на вычислении расстояния между векторами, другая – на вычислении их коэффициента корреляции. То есть, в первом случае вычисляем величину

$$\sqrt{\sum_{i=1}^n w_i (a_i - b_i)^2}, \text{ где } w_i - \text{вес } i\text{-й точки в каждом векторах, а во втором} - \frac{1 - r_{ab}}{2}.$$

Здесь r_{ab} – коэффициент корреляции векторов a и b . При оценке различия по нескольким видам каротажа, получаемые по каждому виду каротажа значения суммируются с заданными весами.

Перебирая все значения x и y из заданного интервала корреляции, получаем двумерное поле в прямоугольной области. Это и есть планшет Жековского. Любая точка на нем с координатами p_x и p_y представляет линию, которая соединяет в двух скважинах глубины p_x и p_y . Корреляционная модель – это набор дискретных точек или линия на планшете Жековского, соединяющая два его угла. Если мы не допускаем, чтобы в рамках одной модели границы слоев пересекались, то для любых двух точек этой модели p^k и p^m должны выполняться условия:

- если $p_x^k > p_x^m$, то $p_y^k \geq p_y^m$;
- если $p_y^k > p_y^m$, то $p_x^k \geq p_x^m$.

То есть линия, состоящая из таких точек, будет неубывающей.

В настоящей реализации строится линия, которая минимизирует функционал:

$$\left(\frac{\alpha}{P(L)} + 1 - \alpha \right) \int_L f(x, y) dL \rightarrow \min, \quad (2)$$

где α – параметр от 0 до 1, а $P(L)$ – длина линии L . При $\alpha = 0$ минимизируется интеграл функции $f(x, y)$ по линии L , а при $\alpha = 1$ минимизируется среднее значений этой функции по L . При промежуточных значениях α ищется линия, минимизирующая взвешенную смесь этих двух критериев. Для решений с $\alpha = 0$ характерны более спрямленные траектории, если $\alpha = 1$, то линия будет более аккуратно проходить по тальвегам. Задача нахождения оптимальной линии решается нами с помощью волнового алгоритма Ли.

На рис. 1 представлен пример вычисленной для каротажа ПС скважин well 1 и well 4 карты меры различия, а также две линии, минимизирующие функционал (2) со значениями $\alpha = 1$ – розовая линия и $\alpha = 0$ – черная линия. Эти две линии соответствуют двум разным моделям корреляции.

В случае корреляции n скважин с использованием описанного подхода, результатом является неубывающая кривая в n -мерном пространстве, каждая точка которой – вектор $(x_1, x_2, \dots, x_n)$ – глубины для каждой скважины, которые считаются стратиграфически эквивалентными. Для получения этого решения (нахождения линии в n -мерном пространстве) предлагается использовать многомерную меру различия [Лапковский и др., 2015].

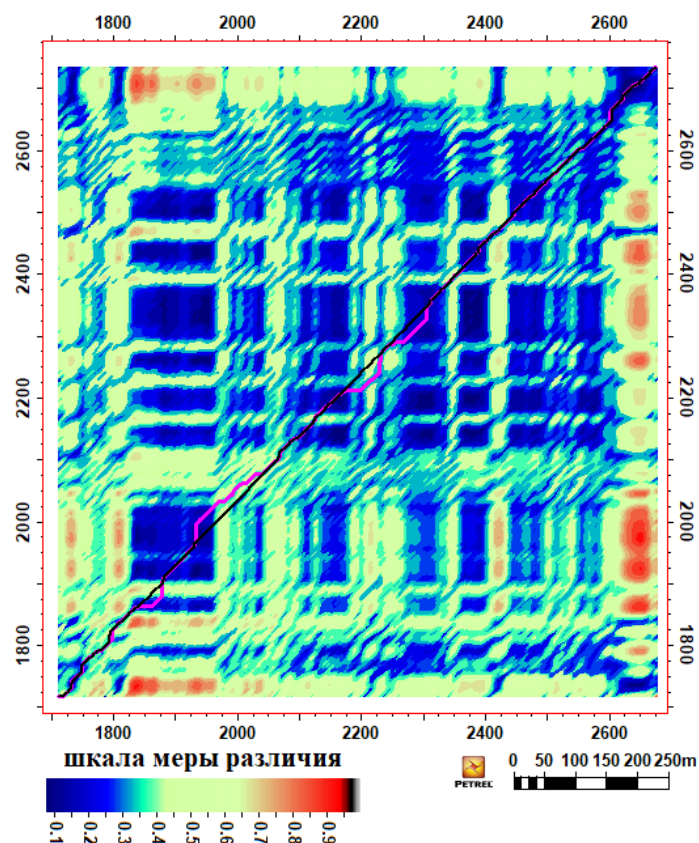


Рис. 1. Планшет Жековского (карта меры различия двух скважин) и оптимальные в смысле функционала (2) линии для параметра $\alpha = 1$ – розовая линия и $\alpha = 0$ – черная линия

Объектом, на котором показываются возможности использования технологии создания обобщенного образа скважин, является разрез верхнеюрских отложения нескольких площадей юго-западной части Нюрольской впадины в Западной Сибири. Всего нами использованы материалы из базы данных ИНГГ СО РАН по 68 скважинам района. Нами были обработаны данные следующих видов каротажа: ГК (гамма-каротаж), КС (кажущееся сопротивление), α ПС (альфа-функция от каротажа самопроизвольной поляризации), ИК (индукционный каротаж). Для всех задач, обсуждаемых ниже, основой служила полученная в соответствии с методом автоматической корреляции разрезов скважин на планшете Жековского модель стратиграфического соответствия верхнеюрских отложений.

Выявление общих свойств и индивидуальных особенностей поведения каротажных кривых для группы скважин. На рис. 2 показаны каротажные диаграммы верхнеюрских отложений четырех скважин Глуховского месторождения, а также обобщенная скважина, построенная по ним. Сверху вниз выделены кровли следующих свит и пачек: баженовской, георгиевской, васюганской свит, кровля и подошва углистой пачки, нижневаюганской подсвиты, тюменской свиты. Обобщенная скважина в целом повторяет формы каротажных кривых

объединяемых скважин. Во всех исходных скважинах, а также в обобщенной, в интервале баженовской свиты аномально большие значения КС расположены со смещением вниз относительно аномалии ГК.

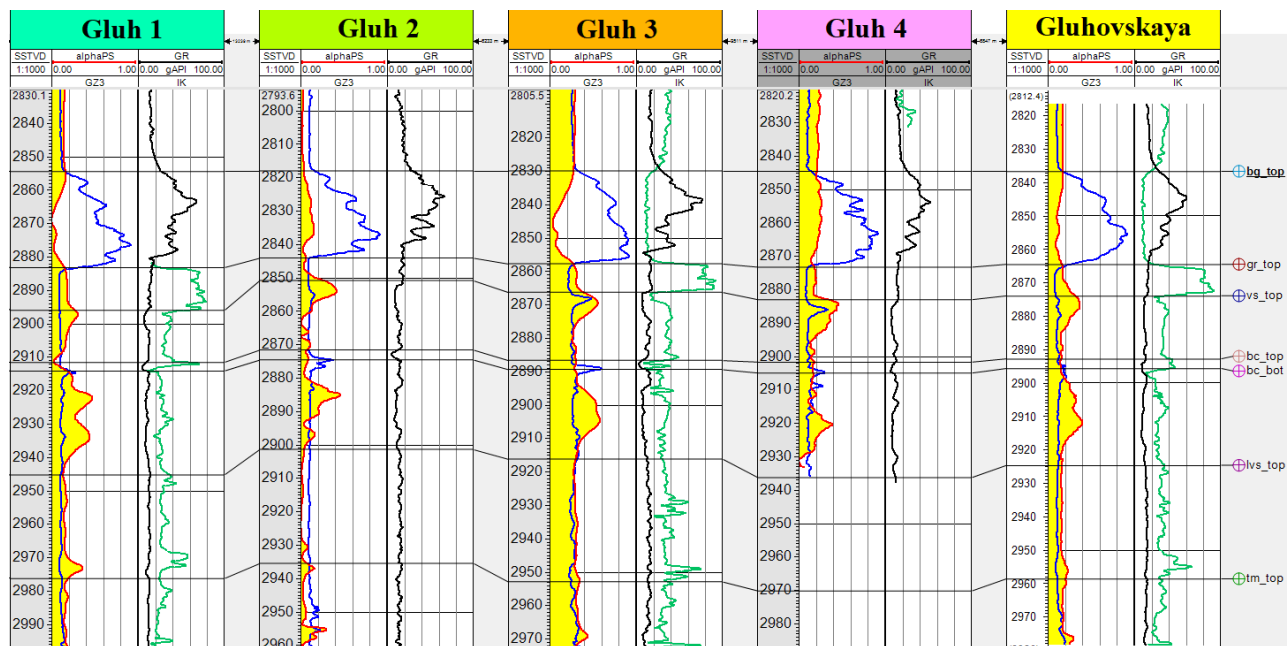


Рис. 2. Каротаж скважин Глуховской площади и полученная для них обобщенная скважина

Еще одна возможность анализа изменчивости физических свойств разреза, которая может использоваться благодаря построению моделей обобщенных скважин – вычисление разности между каротажными кривыми разных скважин, например, между конкретной скважиной некоторой площади и обобщенной скважины этой же площади.

Прогноз значений каротажных диаграмм и физических свойств проектируемой скважины. При проектировании и подготовке бурения глубокой скважины необходимо спрогнозировать разрез, который будет ей пройден. Разумным решением представляется вычисление для точки заложения скважины ее обобщенного образа на основании имеющихся поблизости скважин. Если в предыдущей задаче при построении образа скважины в Нюрольской впадине все реальные скважины учитывались с равными весами, то при моделировании образа разреза в конкретной точке следует с разными весами учитывать скважины, находящиеся на разном расстоянии от этой точки. В текущей реализации функция веса i -й скважины определяется как $1/R_i^2$, где R_i – расстояние от точки прогноза до i -й скважины. Положение стратиграфических границ, положение экстремумов и характерных точек каротажных кривых прогнозной скважины может определяться с учетом имеющейся интерпретации сейсмических данных моделей отражающих горизонтов.

Построение трехмерных моделей распределения литологических и физических свойств. Всю интересующую территорию покроем равномерной прямоугольной сеткой, затем для каждого узла этой сетки будем вычислять обобщенную скважину с учетом расстояний до реальных скважин и их весов. Каждая полученная таким образом обобщенная скважина характеризует вертикальный разрез в конкретной точке с учетом стратиграфических отношений. Соответственно, мы можем на одинаковых глубинах по 3D сетке заполнить все пространство спрогнозированными значениями каротажа. Этот куб может создаваться с корректировкой геометрии по надежным сейсмическим моделям.

Далее можем вычислить производные свойства, например, если мы знаем регрессионное уравнение для коэффициента пористости от некоторых видов каротажа, то можем построить куб пористости интересующей области пространства. Нами был выполнен расчет кубов основных видов каротажа и пористости для верхнеюрских отложений юго-запада Нюрольской впадины с учетом сейсмических данных, а также для центральной части этой территории. При этом пористость рассчитывалась на основании уравнения линейной регрессии от значений $\alpha_{\text{пс}}$. Насколько известно авторам, куб пористости для столь обширной площади был построен впервые. На рис. 3 показаны несколько сечений этого куба.

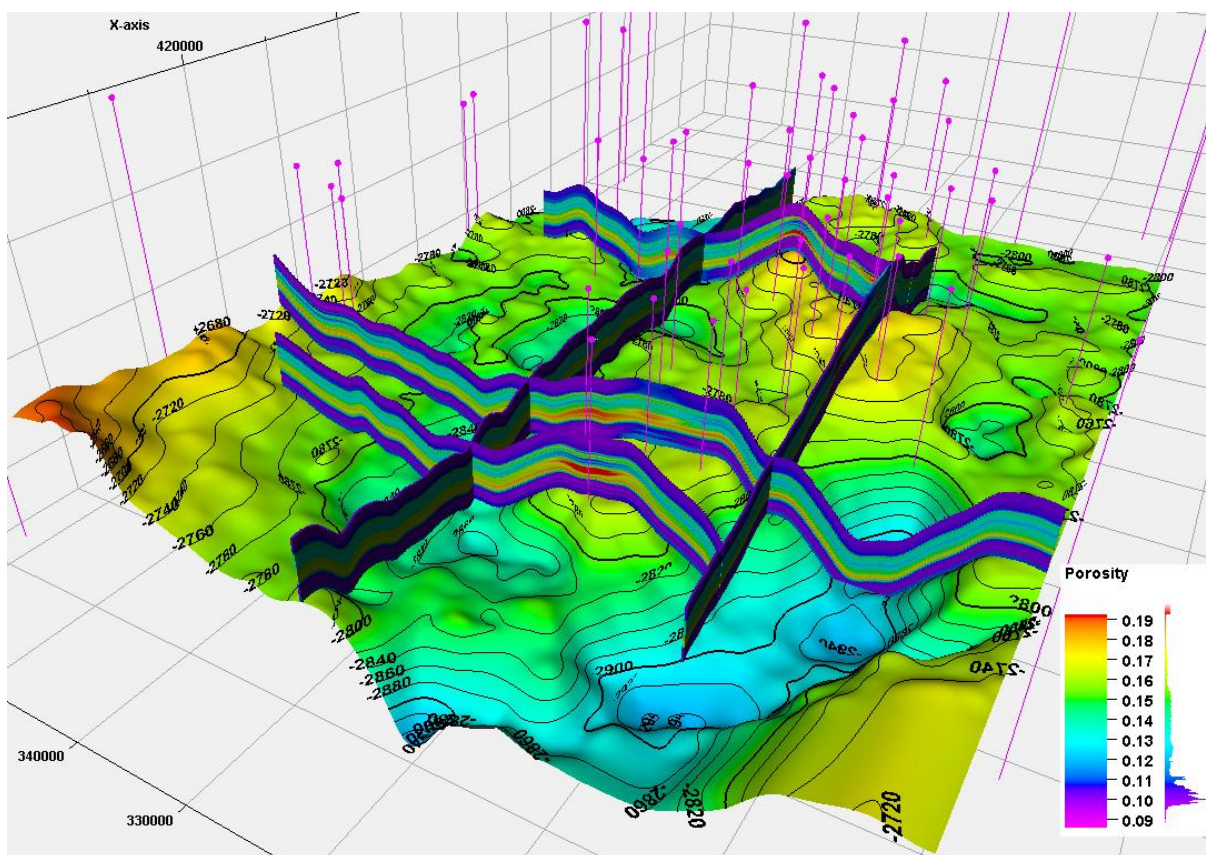


Рис. 3. Куб пористости верхнеюрских отложений Нюрольской впадины, представленный набором сечений, и карта абсолютных отметок кровли тюменской свиты. Район Игольско-Талового месторождения

Описанные в статье постановка и решение задач машинной корреляции, создания моделей обобщенных скважин, прогнозирования проектных скважин и вычисления кубов свойств реализованы в виде плагина для интерпретационной среды Petrel Schlumberger.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Лапковский В. В., Истомин А. В., Конторович В. А., Бердов В. А. Корреляция разрезов скважин как многомерная оптимизационная задача // Геология и геофизика, 2015. – Т. 56. – С. 624–630.
2. Galton Fr. Composite portraits // Nature. May 1878. – Vol. 18. – P. 97–100.
3. Perrett D. I., May K. A. & Yoshikawa S. Facial shape and judgments of female attractiveness // Nature, 1994. – Vol. 368. – P. 239–242.

REFERENCES

1. Lapkovskij V. V., Istomin A. V., Kontorovich V. A., Berdov V. A. Korrelyaciya razrezov skvazhin kak mnogomernaya optimizacionnaya zadacha // Geologiya i geofizika. – 2015. – T. 56. – S. 624–630.
2. Galton Fr. Composite portraits // Nature. May 1878. – Vol. 18. – P. 97–100.
3. Perrett D. I., May K. A. & Yoshikawa S. Facial shape and judgments of female attractiveness // Nature, 1994. – Vol. 368. – P. 239–242.

© В. В. Лапковский, Н. Е. Шмелев, 2018

РЕГУЛЯРИЗАЦИЯ ОБРАТНОЙ ДИНАМИЧЕСКОЙ ЗАДАЧИ СЕЙСМИКИ ПОСРЕДСТВОМ УСЕЧЕНИЯ SVD

Алексей Александрович Василенко

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент, e-mail: alexvas1996@ya.ru

Владимир Альбертович Чеверда

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор физико-математических наук, профессор, тел. (383)333-00-54, e-mail: CheverdaVA@ipgg.sbras.ru

Обратная динамическая задача сейсмики заключается в нахождении скоростной модели по известному в некоторой точке решению волнового уравнения. В процессе решения задачи возникает система линейных алгебраических уравнений. Как правило, матрица этой системы плохо обусловлена, и ее нужно изучить с помощью SVD-анализа, чтобы корректно осуществить псевдообращение. В работе приводятся и обсуждаются результаты численных экспериментов.

Ключевые слова: геофизика, вычислительная математика, обратная задача, сингулярное разложение.

REGULARIZATION OF THE INVERSE DYNAMIC SEISMIC PROBLEM BY TRUNCATED SVD

Alexey A. Vasilenko

Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Student, e-mail: alexvas1996@ya.ru

Vladimir A. Cheverda

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Professor, phone: (383)333-00-54, e-mail: CheverdaVA@ipgg.sbras.ru

The inverse dynamic problem of seismic consists in recovering the velocity model based on the solution of the wave equation known at some acquisition. In the process of solving this problem a system of linear algebraic equations arises. As a rule, its matrix is ill-conditioned and needs SVD-analysis to perform correct pseudoinversion. This paper presents and discusses the results of numerical experiments.

Key words: geophysics, computational mathematics, inverse problem, singular value decomposition.

Введение

Общепризнано, что одним из самых общих методов извлечения количественной информации об упругих параметрах среды из сейсмических данных яв-

ляется обращение полных волновых полей (синонимы: решение обратной динамической задачи сейсмологии (ОДЗ), full waveform inversion (FWI) и сейсмическая инверсия). Как правило, ОДЗ формулируется как нелинейная задача минимизации целевого функционала, характеризующего (в некоторой норме) невязки сейсмограмм, зарегистрированных в ходе полевых работ, а также рассчитанных синтетических сейсмограмм [1, 2].

Однако прямое применение FWI к решению ОДЗ устойчиво восстанавливает только резко осциллирующую компоненту решения и неспособно восстановить гладкую скоростную модель. Здесь мы изучаем эту проблему на основе анализа сингулярного разложения гессиана оператора обратной задачи.

Постановка задачи и метод решения

Волновой процесс на отрезке $[0, L]$ описывается следующей начально-краевой задачей:

$$\frac{1}{c^2(z)} \frac{\partial^2 \tilde{u}}{\partial t^2} = \frac{\partial^2 \tilde{u}}{\partial z^2} + f(t) \delta(z - z_s),$$

$$\left. \frac{\partial \tilde{u}}{\partial z} \right|_{z=0} = 0, \left(\frac{\partial \tilde{u}}{\partial z} + \frac{1}{c_\infty} \frac{\partial \tilde{u}}{\partial t} \right) \Big|_{z=L} = 0, \tilde{u}|_{t=0} = 0, \tilde{u}_t|_{t=0} = 0,$$

где $c(z)$ – скорость распространения волны, z_s – координата источника, $f(t)$ – функция, определяющая характер импульса в точке источника (в нашем случае возьмем импульс Рикера с доминирующей частотой 25 Гц), $\delta(z - z_s)$ – дельта-функция Дирака.

При переходе в частотную область будет справедливо уравнение Гельмгольца:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial z^2} + \frac{\omega^2}{c^2(z)} u = -F(\omega) \delta(z - z_s),$$

$$\left. \frac{\partial u}{\partial z} \right|_{z=0} = 0, \left(\frac{\partial u}{\partial z} + i \frac{\omega}{c_\infty} u \right) \Big|_{z=L} = 0.$$

Обратная динамическая задача сейсмологии состоит в определении функции $c(z)$ по заданному решению $\varphi(\omega)$ данной краевой задачи в некоторой точке z_r – приемнике [1, 3].

Для ее решения используется метод обращения полного волнового поля (англ. Full Waveform Inversion или FWI). Этот метод заключается в минимизации разности наблюдаемых и смоделированных (синтетических) данных в среднеквадратичном смысле. Введем оператор $B[c]$, который является реше-

нием задачи в точке z_r при некоторой скорости $c(z)$. Таким образом, нужно минимизировать следующий функционал:

$$\Phi[c] = \|B[c] - \varphi\|^2 = (B[c] - \varphi, B[c] - \varphi),$$

где норма берется в гильбертовом пространстве $L_2[-\Omega, \Omega]$.

Стандартным подходом здесь служит организация итерационного процесса отыскания точки минимума. В рамках нашей задачи применяются две достаточно известные реализации локальных градиентных методов: метод сопряженных градиентов и модифицированный метод Ньютона [4, 5]. Обе техники предполагают численное вычисление градиента и гессиана исходного нелинейного функционала.

Модифицированный метод Ньютона сводится к следующему итерационному процессу:

$$H[c_0] \langle c_{k+1} - c_k \rangle = -\nabla \Phi[c_k].$$

Каждое следующее приближение ищем в виде $c_{k+1} = c_k + \delta c_k$. Пренебрегая слагаемыми второго порядка, для $\Phi[c_{k+1}]$ справедливо

$$\Phi[c_k + \delta c_k] = \Phi[c_k] + (\nabla \Phi[c_k], \delta c_k) + \frac{1}{2} (H[c_k] \langle \delta c_k \rangle, \delta c_k),$$

$$\Phi[c_k + \delta c_k] = \Phi[c_0] + 2 \operatorname{Re} (DB^*[c_0] \langle B[c_0] - \varphi \rangle, \delta c) + (DB^*[c_0] DB[c_0] \langle \delta c \rangle, \delta c).$$

Отсюда получаем выражения для градиента и гессиана функционала, соответственно:

$$\nabla \Phi[c_k] = 2 \operatorname{Re} DB^*[c_k] \langle B[c_k] - \varphi \rangle,$$

$$H[c_k] = 2 DB^*[c_k] DB[c_k],$$

где $DB[c]$ – производная Фреше оператора $B[c]$, которая, в свою очередь, является интегральным оператором.

При переходе к дискретному случаю возникает система линейных алгебраических уравнений, матрица которой является приближением гессиана. Оператор $H[c]$ не имеет ограниченного обратного, так как является компактным. Отсюда следует, что при аппроксимации матрица системы будет плохо обусловлена, и ее нужно изучить с помощью SVD-анализа. Поэтому для построения численного решения применяется регуляризирующая процедура в виде усечения сингулярного разложения, т. е. определяется строение устойчивых подпространств пространства моделей.

Результаты численных экспериментов

Пусть матрица A соответствует оператору $H[c_0]$ и $A=USV^*$ – сингулярное разложение матрицы A , где U , V – матрицы, состоящие из левых ($\mathbf{u}_n$) и правых ($\mathbf{v}_n$) сингулярных векторов, соответственно, S – матрица с неотрицательными элементами, у которой элементы, лежащие на главной диагонали – сингулярные числа, а все остальные элементы – нулевые. Предположим, что $\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \dots \geq \sigma_N$, т. е. сингулярные числа в матрице S расположены по убыванию.

Числом обусловленности матрицы A называется величина

$$\mu(A) = \sup_{\substack{x \neq 0 \\ \xi \neq 0}} \left\{ \frac{\|Ax\| \|\xi\|}{\|A\xi\| \|x\|} \right\} = \frac{\sigma_{\max}(A)}{\sigma_{\min}(A)} = \frac{\sigma_1(A)}{\sigma_N(A)}.$$

Так как рассматриваемый оператор компактен, то число $\mu(A)$ достаточно велико. Характер убывания сингулярных чисел виден на рис. 1 [2, 6]. Введем величину

$$\mu_r(A) = \frac{\sigma_1(A)}{\sigma_r(A)}.$$

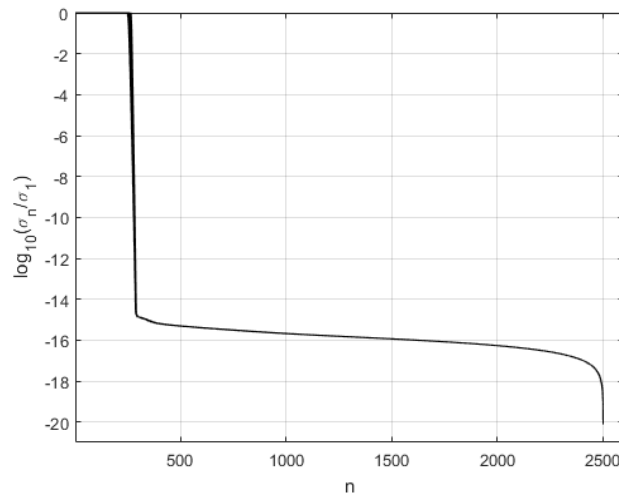


Рис. 1. Сингулярные числа гессиана в логарифмическом масштабе

На практике номер r выбирают так, чтобы величина $\mu_r(A)$ имела порядок $10 \div 10^4$. При таком выборе первые r правых сингулярных векторов образуют базис устойчивого подпространства X_r в пространстве моделей X [3, 7].

Таким образом, для матрицы A можно построить r – псевдообратную матрицу $A_{[r]}^+$ такую, что если $Ax = y$, то

$$x_{[r]} = A_{[r]}^+ y = \sum_{n=1}^r \frac{(y, u_n)}{\sigma_n} v_n.$$

Для того, чтобы понять зависимость решения задачи от низких частот, возьмем две скоростные модели (рис. 2) и рассмотрим их проекции на устойчивое подпространство X_r (рис. 3).

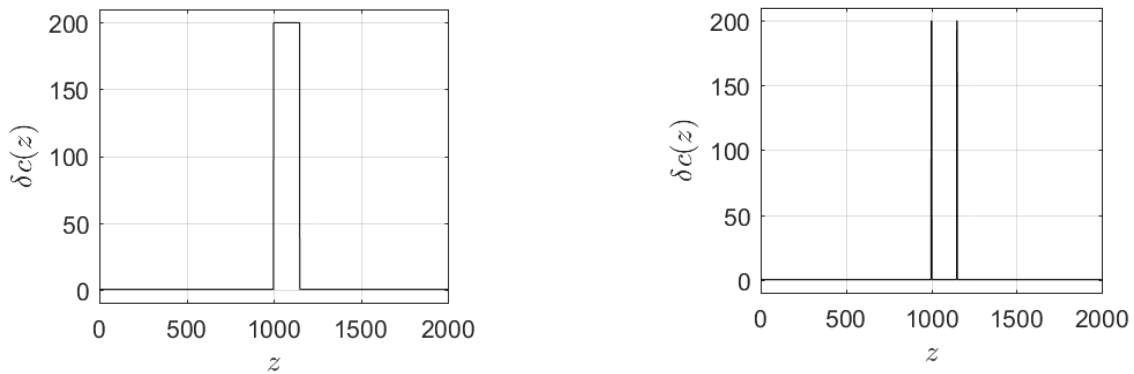


Рис. 2. Скоростные модели

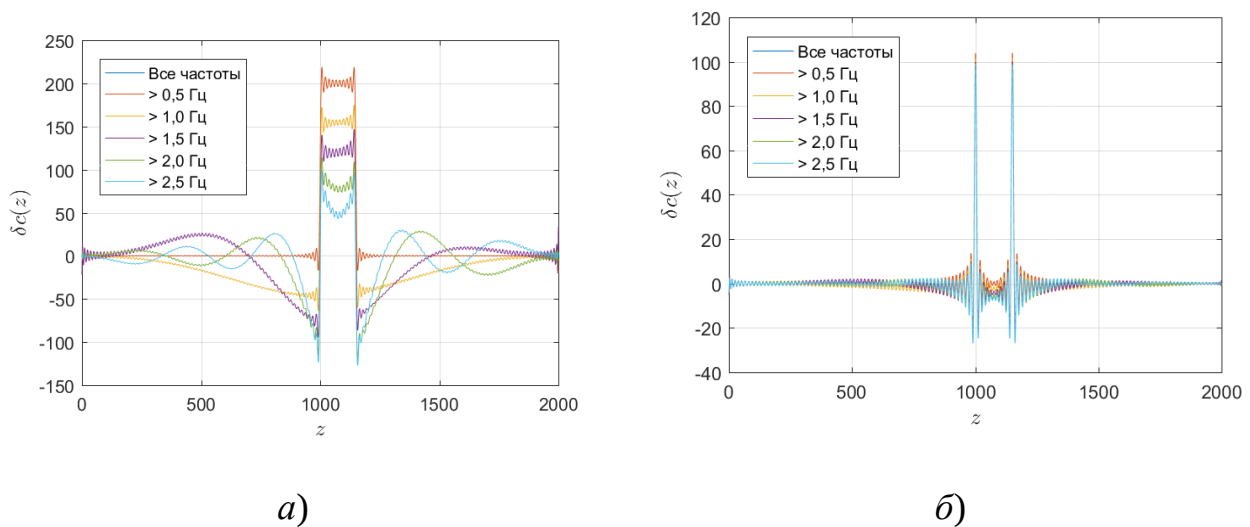


Рис. 3. Проекция скоростей на устойчивое подпространство X_r

Из графиков видно, что чем больше низких частот «выбрасываются», тем хуже становится проекция (см. рис. 3, а). Но в случае «ступеней» малой ширины проекции почти не меняются (см. рис. 3, б).

Заключение

Представлен численный метод определения и изучения макроскоростной составляющей в зависимости от частотного состава зондирующего сигнала и уровня помехи в данных.

Данная работа выполнена при поддержке РНФ, проект 17-17-01128.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Gadylshin K., Cheverda V. Reconstruction of a depth velocity model by full waveform inversion // *Doklady Akademii Nauk.* – 2017. – Vol. 476, No. 6. – P. 693–697.
2. Silvestrov I., Tcheverda V. SVD analysis in application to full waveform inversion of multicomponent seismic data // *J. Phys. : Conf. Ser.* 290 012014. – 2011.
3. Cheverda V., Clement F., Khaidukov V., Kostin V. Linearized inversion of data of multi-offset data for vertically inhomogeneous background // *J. Inv. Ill-Posed Problems.* – 1998. – Vol. 6, No. 5. – P. 453–484.
4. Васильев Ф. П. Численные методы решения экстремальных задач. – 2-е изд., переработ. и доп. – М. : Наука, 1988. – 552 с.
5. Канторович Л. В., Акилов Г. П. Функциональный анализ. – М. : Наука, 1984. – 752 с.
6. Chavent G., Papanicolaou G., Sacks P., Symes W. Inverse Problems in Wave Propagation. Springer Science & Business Media, 1997. – P. 277–294.
7. Костин В. И., Чеверда В. А. R-решения уравнения первого рода с компактным оператором в гильбертовых пространствах: существование и устойчивость // *Доклады РАН.* – 1997. – Т. 355. – № 3.

REFERENCES

1. Gadylshin K., Cheverda V. Reconstruction of a depth velocity model by full waveform inversion // *Doklady Akademii Nauk.* – 2017. – Vol. 476, No. 6. – P. 693–697.
2. Silvestrov I., Tcheverda V. SVD analysis in application to full waveform inversion of multicomponent seismic data // *J. Phys. : Conf. Ser.* 290 012014. – 2011.
3. Cheverda V., Clement F., Khaidukov V., Kostin V. Linearized inversion of data of multi-offset data for vertically inhomogeneous background // *J. Inv. Ill-Posed Problems.* – 1998. – Vol. 6, No. 5. – P. 453–484.
4. Vasil'ev F. P. Chislennyye metody resheniya ekstremal'nykh zadach. – 2-e izd., pererabot. i dop. – М. : Nauka, 1988. – 552 s.
5. Kantorovich L. V., Akilov G. P. Funktsional'nyj analiz. – М. : Nauka, 1984. – 752 s.
6. Shavent G., Papanicolaou G., Sacks P., Symes W. Inverse Problems in Wave Propagation. Springer Science & Business Media, 1997. – P. 277–294.
7. Kostin V. I., Cheverda V. A. R-resheniya uravneniya pervogo roda s kompaktnym operatorom v gil'bertovykh prostranstvakh: sushchestvovanie i ustojchivost' // *Doklady RAN.* – 1997. – Т. 355. – № 3.

© А. А. Василенко, В. А. Чеверда, 2018

МОДЕЛИРОВАНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ БУРОВОЙ КОЛОННЫ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Александр Сергеевич Голубь

Высший колледж информатики Новосибирского государственного университета, 630058, Россия, г. Новосибирск, ул. Русская, 35, студент, тел. (961)215-69-04, e-mail: golub099@mail.ru

Константин Сергеевич Сердюк

ООО «ННТЦ», 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Инженерная, 20, руководитель разработки программного обеспечения, тел. (913)393-71-63, e-mail: kserdyuk@gmail.com

Павел Александрович Лыхин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, магистр, аспирант, тел. (923)111-28-01, e-mail: Pavel.lykhin@gmail.com

Автоматизация буровых работ позволит уменьшить риски и повысить эффективность бурения скважин. Статья содержит результат оптимизации данных работ путем разработки программного средства. Описана модель поведения буровой колонны в процессе бурения. Специфицированы и реализованы требования программного средства.

Ключевые слова: устойчивость буровой колонны, бурение нефтегазовых скважин, буровые работы, крутящий момент и нагрузки, «soft string» модель.

MODELING THE STABILITY OF THE DRILL STRING DURING DRILLING

Alexander S. Golub

Higher College of Informatics of Novosibirsk State University, 35, Russian St., Novosibirsk, 630058, Russia, Student, phone: (961)215-69-04, e-mail: golub099@mail.ru

Konstantin S. Serdyuk

ООО "NNTs", 20, Engineering St., Novosibirsk, 630090, Russia, Software Development Manager, phone: (913)393-71-63, e-mail: kserdyuk@gmail.com

Pavel A. Lykhin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, MSc, Ph. D. Student, phone: (923)111-28-01, e-mail: Pavel.lykhin@gmail.com

Automation of drilling operations will reduce risks and increase the efficiency of drilling wells. The article contains the result of optimization of these works, by developing a software tool. The model of drill string behavior during drilling is described. The requirements of the software are specified and implemented.

Key words: drilling string stability, drilling of oil and gas wells, drilling operations, torque and drag, «soft string» model.

Введение

Добыча углеводородов имеет важнейшее значение в развитии экономики. Для успешного функционирования и развития нефтепромыслового дела необходимо высокоточное программное обеспечение (ПО) автоматизации буровых работ. ПО при проведении этих работ включает в себя моделирование поведения бурового инструмента в скважине при различных технологических операциях. Моделирование необходимо как при проектировании скважины, так и непосредственно в процессе бурения с целью правильного реагирования на внештатные ситуации, приводящие к повреждению бурового инструмента или обсадной колонны, что препятствует дальнейшему проведению буровых работ и приносит многомиллионные убытки.

Российский рынок преобладает зарубежными технологиями. По оценкам представителей СРПО ТЭК российская нефтегазовая промышленность зависит от иностранного ПО на 90–95 % [1]. Крупнейшие мировые компании (Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, Weatherford) имеют свои продукты, которые продаются по всему миру и составляют немалую часть их выручки.

Большинство автоматизированных систем имеют высокую стоимость с полностью закрытым исходным программным кодом, что делает невозможным внедрение необходимой функциональности. Найдены и другие проблемы аналогов: отсутствие программного интерфейса, ограниченные стандарты входных/выходных данных, неэргономичность пользовательского интерфейса.

Под действием санкций в данной сфере российская экономика подвержена риску, так как сильно зависит от иностранного ПО.

Реализация данного проекта позволит оптимизировать буровые работы в следующих аспектах:

- уменьшение количества рейсов;
- уменьшение времени, расходуемого в среднем на один рейс;
- увеличение скорости цикла строительства скважин;
- уменьшение доли всех затрат, связанных с ликвидацией последствий аварий.

Моделирование

В основном используются две модели поведения буровой колонны в процессе бурения: «soft string» и «stiff string».

Алгоритм расчета, реализованный в данном программном средстве, основан на модели «soft string», которая предполагает, что вся бурильная колонна находится в стволе скважины и моделируется как «кабель» (жесткость не учитывается), который делится на небольшие элементы. Силы на элементе кумулятивно строятся со дна скважины на ее поверхность. Другими словами, крутящий момент и напряжения вычисляются путем суммирования сил, действующих на сегмент.

Отличие модели «stiff string» от «soft string» в том, что при расчетах учитывается жесткость компоновки. Модель учитывает изгибающий момент и радиальное напряжение в скважине. Преимущество данной модели заключается в точности расчетов в условиях длинных извилистых траекторий, высокой тяги и жестких труб [2–4].

На элементы компоновки низа буровой колонны действуют силы (рис. 1).

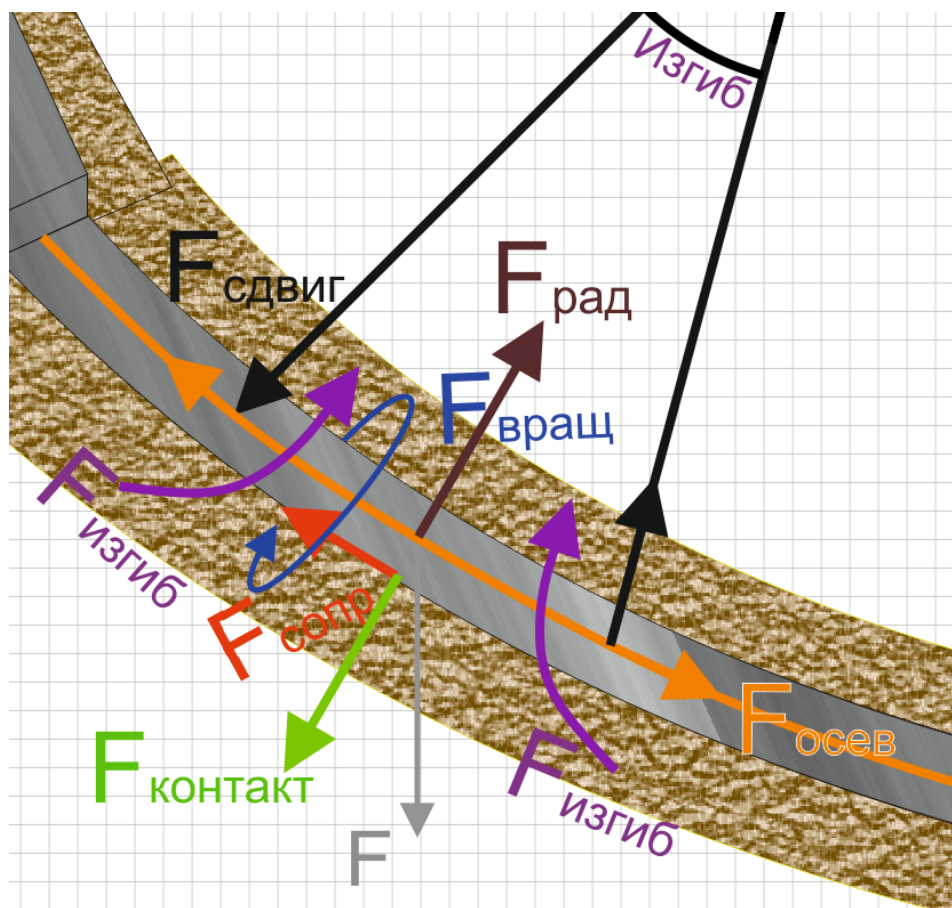


Рис. 1. Напряжения и моменты, действующие на буровой инструмент

Напряжение изгиба ($F_{\text{изгиб}}$) возникает при искривлении трубы под действием силы сдвига ($F_{\text{сдвиг}}$) и осевого напряжения, следовательно, появляется синусоидальный изгиб, когда изогнутая часть трубы лежит в одной плоскости. Также компоновка может принимать спиральную форму, когда на изогнутую трубу действует достаточный крутящий момент. Осовая сила ($F_{\text{осев}}$) направлена вдоль оси элемента, а при делении ее на площадь окружности трубы вычисляется осевое напряжение. При движении элемента по стенке скважины действует сила сопротивления ($F_{\text{сопр}}$), направленная по касательной в противоположную сторону движения и контактная сила ($F_{\text{контакт}}$), направленная по нормали касательной плоскости. Напряжение вращения ($F_{\text{вращ}}$) действует при вращении элемента вдоль оси. Радиальная сила ($F_{\text{рад}}$) действует перпендикулярно к оси компоновки. F – сила тяжести.

Блок-схема расчета нагрузок и моментов выглядит следующим образом (рис. 2).

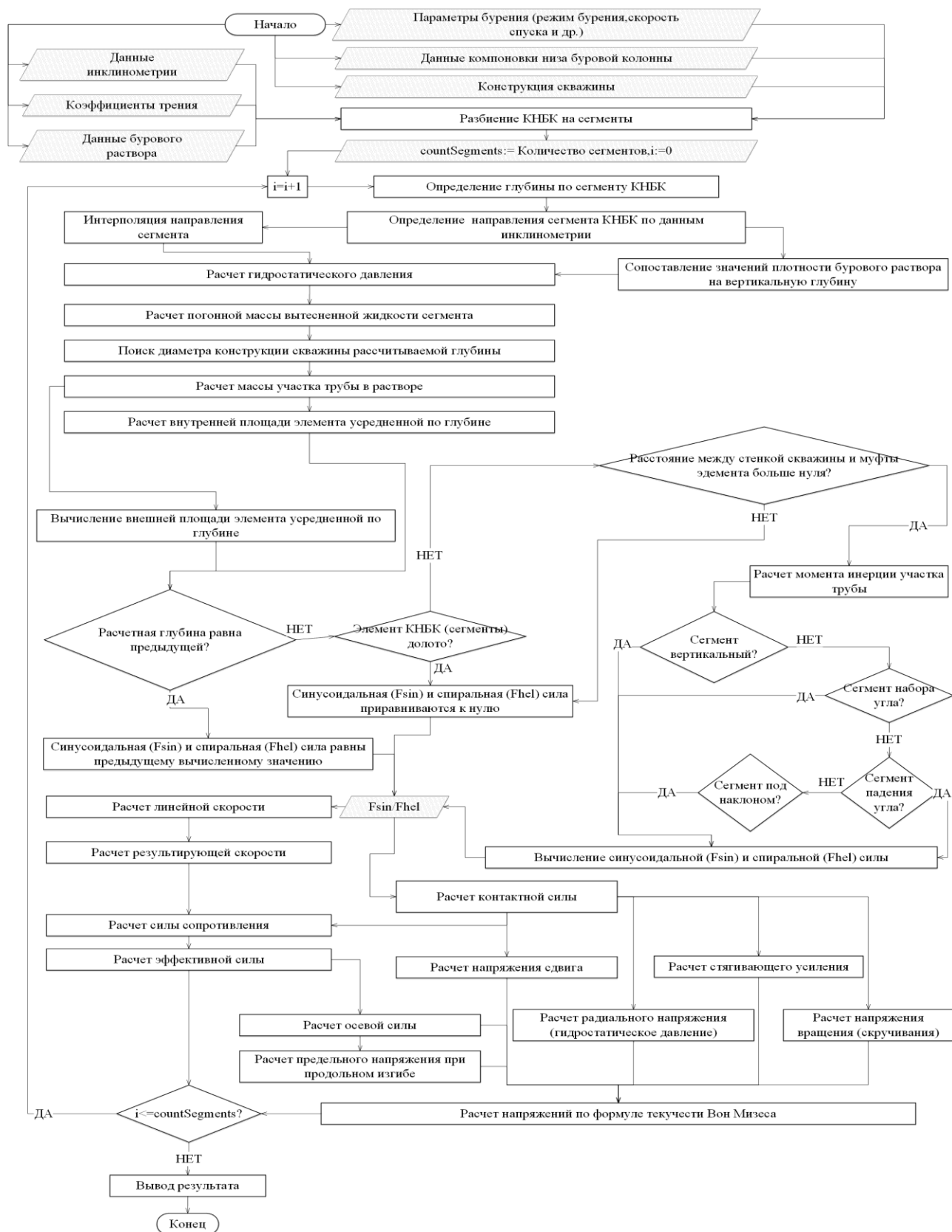


Рис. 2. Блок-схема расчета нагрузок и моментов

Все расчеты проводятся в цикле и начинаются со дна до поверхности.

Перед расчетом компоновка низа буровой колонны разбивается на сегменты (рис. 3).

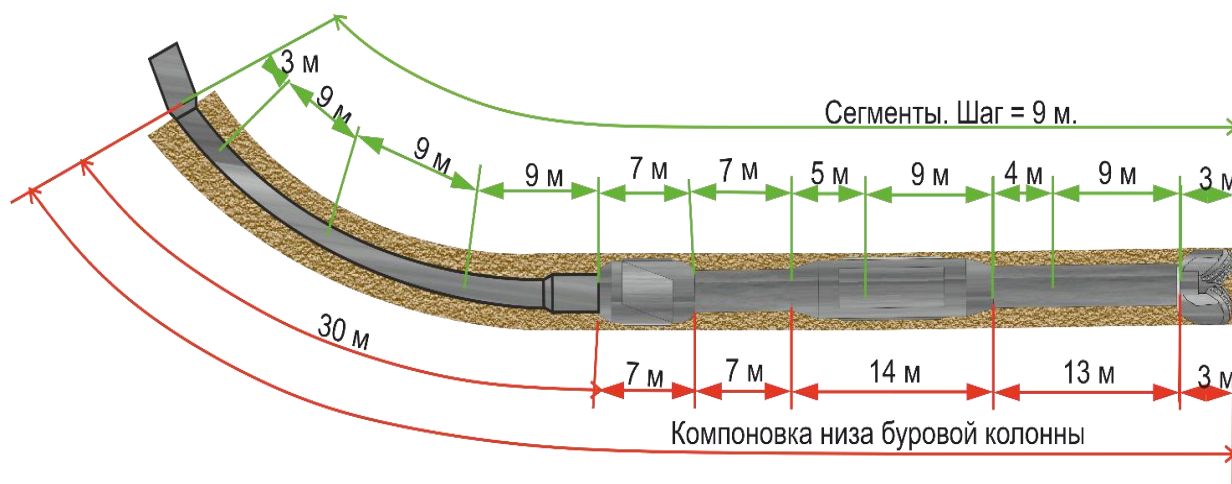


Рис. 3. Разбиение компоновки низа буровой колонны на сегменты

Если же длина элемента меньше шага, то сегментом является оставшаяся часть.

Далее последовательно проводятся операции вычисления по этим сегментам, которые включают:

1. Определение расчетной глубины от вершины сегмента.
2. Определение направления сегмента по данным инклинометрии.
3. Сопоставление значений плотности бурового раствора по вертикальной глубине.
4. Расчет гидростатического давления.
5. Расчет погонной массы вытесненной жидкости.
6. Расчет массы участка трубы в растворе.
7. Расчет внутренней и внешней площади усредненной по глубине.
8. Расчет синусоидальной и спиральной силы.
9. Расчет линейной и результирующей скорости. Расчет контактной силы.
10. Расчет силы сопротивления, напряжения сдвига, радиального напряжения, стягивающего усиления, напряжения вращения.
11. Расчет осевой силы.
12. Расчет предельного напряжения при продольном изгибе и осевого напряжения.
13. Расчет интенсивности напряжений функцией текучести Вон Мизеса.

Постановка задачи

Для проведения моделирования необходимы блоки данных, включающие в себя:

1. Элементы компоновки низа буровой колонны.
 - Внутренний диаметр.
 - Внешний диаметр.
 - Масса.
 - Внешний диаметр муфты.
 - Внутренний диаметр муфты.
 - Шаг муфты.
2. Конструкция скважины.
 - Диаметр.
3. Инклинометрия.
 - Глубина.
 - Показатели инклинометра.
 - Коэффициенты трения.
4. Буровой раствор.
 - Глубина.
 - Плотность внутри компоновки.
 - Плотность в затрубном пространстве.
5. Параметры бурения.
 - Тип технологической операции.
 - Скорость вращения.
 - Нагрузка на долото.
 - Крутящий момент.
 - Осевая скорость.

Для быстрого ввода данных и их обработки необходимо реализовать пользовательский интерфейс, который будет взаимодействовать с расчетным модулем, передавая ему соответствующие данные. Необходимы функции экспорта, импорта и редактирования данных.

Также средство должно поддерживать входной формат данных WITS/WITSML для расчета в реальном времени.

В распоряжении автора имеются алгоритмы, написанные в “Mathcad” [5], но данная реализация не позволяет проводить расчеты в режиме реального времени. Скрипт моделирует 5 технологичных операций: спуск, подъем, турбинное бурение, подъем с вращением и циркуляцией, вращение над забоем, вращение на забое.

При которых действуют следующие силы:

- Винтовая сила (спиральная) (Н).
- Синусоидальная сила (Н).
- Стягивающее усилие (Па).
- Радиальное напряжение (Па).
- Эффективная сила (Н).
- Сила сопротивления (Н).
- Осевая сила (Н).
- Контактная сила (Па/м).
- Осевое напряжение (Па).

- Напряжение сдвига (Па).
- Предельное напряжение при продольном изгибе (Па).
- Внешнее напряжение Фон Мизеса (Па).
- Напряжение при изгибе (Па).
- Напряжение вращения (скручивания) (Па).

Реализация

Первый этап включал в себя разработку математического модуля, оптимизацию и анализ его производительности. Модуль разработан на языке «С». Анализ проводился с помощью программы «Intel VTune Performance Analyzer», которая обнаруживает трудоемкие вычислительные блоки и утечки памяти. В результате оптимизации производительность возросла в 40–60 раз.

Второй этап отвечал за разработку пользовательского интерфейса, логику взаимодействия пользователя с программой и интеграцию математического модуля.

При реализации пользовательского интерфейса было сделано: управление входными и выходными данными с помощью загрузки и сохранения; предупреждающие сообщения об изменении данных и блокировка некоторых действий для уменьшения ошибок, создаваемых человеческим фактором; графическое представление данных в виде графиков; конструкторы компоновки низа буровой колонны и конструкции скважины с интерактивным перемещением элементов в графическом и табличном виде, загрузкой и сохранением.

Заключение

Путем проведения работ оптимизации трудоемких вычислительных операций, оптимизации памяти, оптимизации циклов тесты производительности показали выполнение оптимизированного математического модуля в 40–60 раз быстрее предыдущей реализации. Пользовательский интерфейс позволяет загружать необходимые данные, конструировать компоновку низа буровой колонны и конструкцию скважины.

Существуют возможности проведения сравнительного анализа полученных данных в графическом виде с возможностью сохранения и загрузки файлов следующих форматов: xls, xlsx, dlxml, las, WITS/WITSML. Появилось интерактивное конструирование буровой колонны и конструкции скважины. Данные можно просматривать как в табличном виде, так и в графическом.

В результате было получено высокоскоростное ПО, которое позволяет прогнозировать риски при бурении нефтегазовых скважин и ускорить темп буровых работ путем предварительных расчетов.

Дальнейшее развитие предполагает: проведение расчета в реальном времени, учет износа долота при бурении в целях его более эффективной эксплуатации; расчет устойчивости буровой колонны при трехмерной постановки задачи,

что позволит более точно и наглядно моделировать поведение буровой колонны; интеграция в единую программную систему для сопровождения бурения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Выставка «Нефтегаз» и национальный нефтегазовый форум: комплексный подход к решению задач отрасли // Территория нефтегаз. – 2017. – № 5. – С. 12–14.
2. McCormick J. E., Frilot M. A., Chiu T. Torque and Drag Software Model Comparison: Impact on Application and Calibration of Field Data // Proc. SPE 143623 : Society of Petroleum Engineers 2011. – 2011. – Vol. 2. – P. 603–614.
3. Mason C. J., Chen D. C. Step Changes Needed To Modernize T&D Software // Proc. SPE 104609, Drilling Conference, Amsterdam, February 2007.
4. Payne C. J., Williams L. G., Murray G. N. Reinventing the Wheel – Reducing Friction in High-Angle Wells // Proc. SPE Drilling & Completion, March 1997.
5. Торопецкий К. В., Курмангалиев Р. З., Сердюк К. С., Верхушин И. А., Лыхин П. А. Математическое моделирование и программное обеспечение // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2017. – № 7. – С. 17–26.

REFERENCES

1. Vystavka "Neftegaz" i nacional'nyj neftegazovyy forum: kompleksnyj podhod k resheniyu zadach otrasli // Territoriya neftegaz. – 2017. – № 5. – S. 12–14.
2. McCormick J. E., Frilot M. A., Chiu T. Torque and Drag Software Model Comparison: Impact on Application and Calibration of Field Data // Proc. SPE 143623 : Society of Petroleum Engineers 2011. – 2011. – Vol. 2. – P. 603–614.
3. Mason C. J., Chen D. C. Step Changes Needed To Modernize T&D Software // Proc. SPE 104609, Drilling Conference, Amsterdam, February 2007.
4. Payne C. J., Williams L. G., Murray G. N. Reinventing the Wheel – Reducing Friction in High-Angle Wells // Proc. SPE Drilling & Completion, March 1997.
5. Toropeckij K. V., Kurmangaliev R. Z., Serdyuk K. S., Verhushin I. A., Lyhin P. A. Matematicheskoe modelirovanie i programmnoe obespechenie // Avtomatizaciya, telemekhanizaciya i svyaz' v neftyanoj promyshlennosti. – 2017. – № 7. – S. 17–26.

© А. С. Голубь, К. С. Сердюк, П. А. Лыхин, 2018

ПРИМЕНЕНИЕ НЕЛОКАЛЬНОЙ МОДЕЛИ НЕУПРУГИХ ДЕФОРМАЦИЙ К ДИНАМИЧЕСКОЙ ЗАДАЧЕ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНОЙ ПОРОДЫ

Егор Владимирович Вторушин

Новосибирский технологический центр компании «Бейкер Хьюз», 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Кутателадзе, 4А, кандидат физико-математических наук, научный сотрудник, тел. (383)332-94-43, e-mail: egor.vtorushin@bakerhughes.com

Виталий Николаевич Доровский

Новосибирский технологический центр компании «Бейкер Хьюз», 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Кутателадзе, 4А, доктор физико-математических наук, советник по науке, тел. (383)332-94-43, e-mail: vitaly.dorovsky@bakerhughes.com

В лабораторных условиях, имитирующих трещиноватость породы при бурении, выявлены следующие закономерности: при увеличении скорости резания объемное разрушение уменьшает Размер трещиноватого слоя по гиперболическому закону, а сила сопротивления резанию линейно возрастает. Анализ решения двумерной задачи раскрытия горных пород режущим долотом в рамках нелокальной упругопластической теории подтвердил экспериментальные результаты. Решение позволяет определить размер скальной стружки.

Ключевые слова: трещиноватость, вырубка, неупругие деформации.

NONLOCAL MODEL OF INELASTIC DEFORMATIONS APPLIED TO DYNAMIC PROBLEM OF ROCK CUTTING

Egor V. Vtorushin

Baker Hughes' Novosibirsk Technology Center, 4A, Kutateladze St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Researcher, phone: (383)332-94-43, e-mail: egor.vtorushin@bakerhughes.com

Vitaly N. Dorovsky

Baker Hughes' Novosibirsk Technology Center, 4A, Kutateladze St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Science Advisor, phone: (383)332-94-43, e-mail: vitaly.dorovsky@bakerhughes.com

The following consistent patterns have been revealed in the laboratory conditions imitating rock fracturing while drilling: as the cutting velocity increases, the bulk failure reduces the size of a fractured layer following the hyperbolic law, while the cutting resistance force increases linearly. Analysis of the solution of a 2D problem of rock cutting with a cutting-shearing bit within the framework of nonlocal elastoplastic theory has confirmed the experimental results. The solution allows one to determine the rock chip size.

Key words: rock fracturing, rock cutting, inelastic deformations.

The behavior of a drill string while drilling as well as the effects of the high-frequency torsional oscillations produced by cutting-shearing bit are determined by rock/cutter interaction. In this respect, laboratory experiments describing the interaction of a single cutter and fracturing rock become of crucial importance. A series of such experiments was carried out by K. Borisov [1], who experimentally established

the consistent patterns of rock/cutter interaction while cutting. In particular, he verified the physical reason of rock fracturing when the last is cut with a cutting-shearing cutter. Having analyzed Borisov's experimental results and G. Cherepanov's theoretical works [2] we have disproved the theory [3] that the rock fracturing is determined by the velocity characteristics of dry friction force relaxation. While analysis of drillstring high-frequency oscillations registered in the field has failed to confirm the theory [4], it has confirmed the validity of the experimental results obtained by K. Borisov, which has intensified our interest in his work, especially in terms of the non-local elasticity theory [4–6].

The main patterns of rock fracturing while cutting can be reduced to the three following assumptions: i) at constant cutting velocity and load on cutter, the cutting process enters in a bulk failure regime with a certain depth of cut (DOC); ii) DOC reduces with increasing cutting velocity according to the hyperbolic law (Fig. 1); iii) the cutting resistance force increases with the cutter's velocity (Fig. 2).

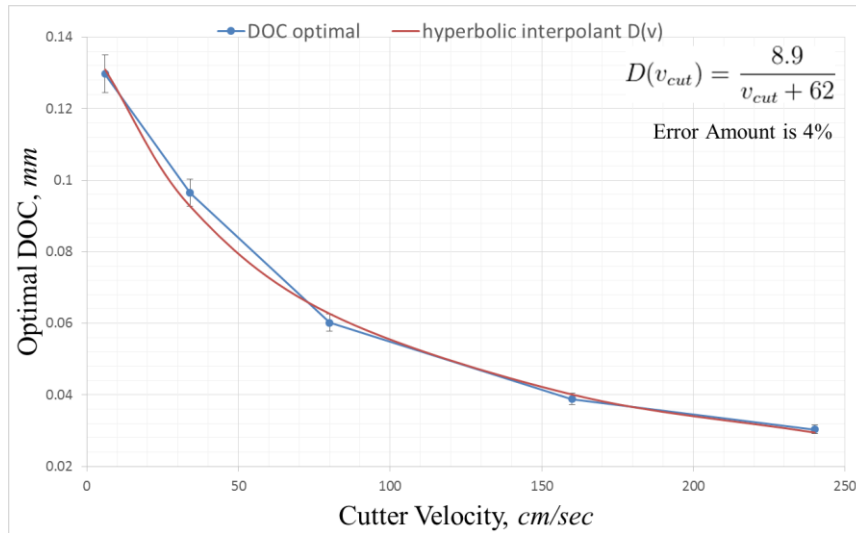


Fig. 1. The experimental hyperbolic dependence of DOC on cutting velocity

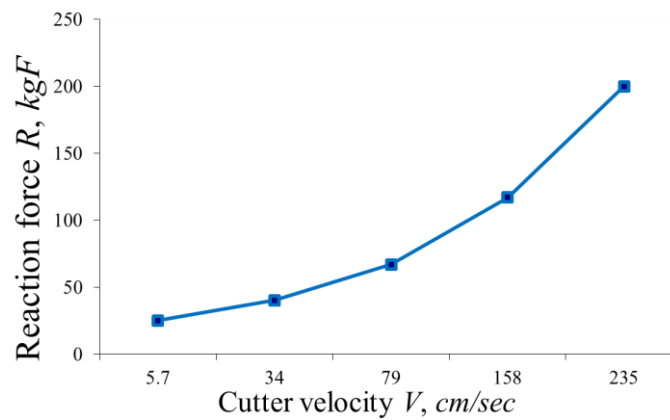


Fig. 2. Cutting resistance force in bulk failure regime. Dynamic strengthening while cutting

In order to explain the dependence of cutting force on cutting velocity as well as DOC reduction with cutting-velocity increase, the nonlocal theory of elastoplastic deformations was introduced. The main ideas behind the theory as well as analysis of the separated steady state can be found in [4]. The effects of the nonsteady solutions, their properties and corresponding equation system have been studied in [5]. Here, the theorization is reduced to including into the first law of thermodynamics $dE_0 = TdS + h_{ik}dg_{ik} / 2 + \gamma dR$ of the invariant $R = \partial_k \partial_k g_{vv} - \partial_i \partial_k g_{ik}$ from the second derivative of the metric deformation tensor g_{ik} , which allows obtaining a class of spatial periodic solutions and determining the characteristic size of a rock chip. Zones with the maximum value of the parameter R (destruction) are identified as zones of rock failure, where E_0, S, T denote the inner energy, volumetric unit entropy and temperature respectively. The time evolution [5] of the parameter $\gamma = \beta \cdot \varepsilon_{vv} + \alpha \cdot R$ conjugated with the destruction can be seen in Fig. 3. The parameters β, α determine the input of the destruction into the system's energy (see equation (1)), and ε_{vv} denotes the trace of the deformation tensor ε_{ik} . Dynamically, the process is followed by an abrupt increase in time of the first maximum value, its gradual reduction and a relatively fast growth of the second maximum, and the process covers all the other zones of the extreme value γ_* .

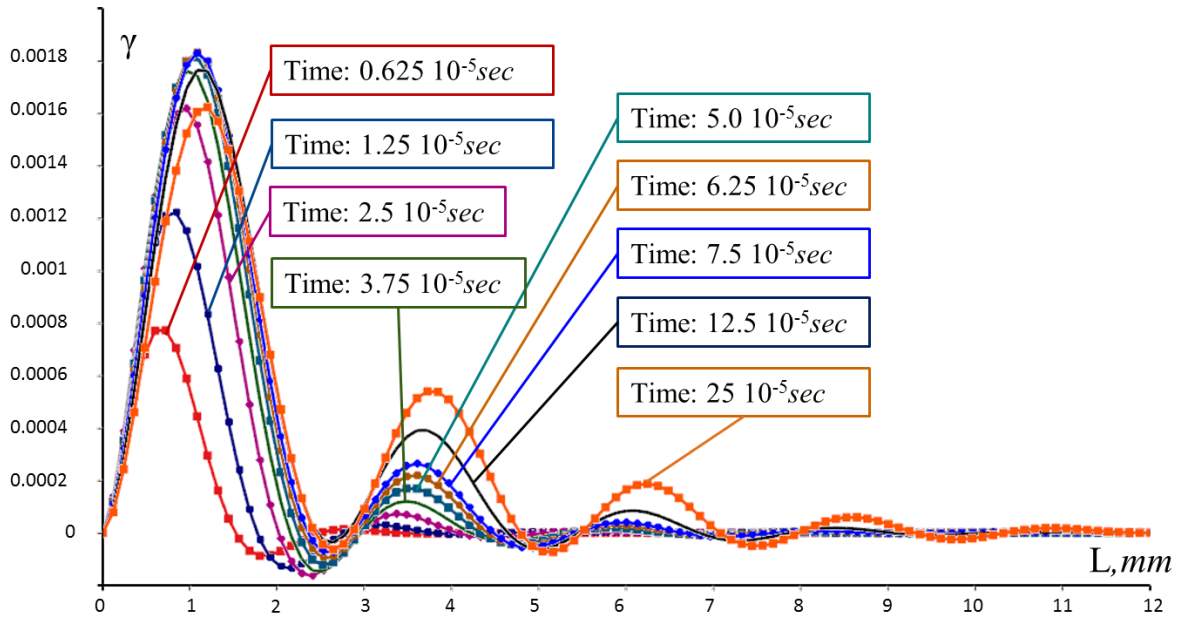


Fig. 3. Time evolution of the conjugated parameter γ

The spatial distribution of the shear plastic deformations $(\bar{\varphi}_{ik}\bar{\varphi}_{ik})^{1/2}$ can be seen in Fig. 4 (2D problem solution [7]). On the Fig. 3 the γ parameter goes along the line connecting the cutter bottom in the direction of axis L while the cutter is moving with the constant velocity v .

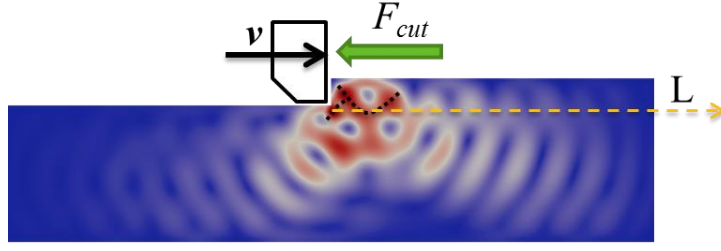


Fig. 4. 2D numerical solution of equation (1) borrowed from [7]

The system below describes the dynamics of continuous medium in presence of the destruction field R and its conjugated parameter γ in the frame of non-local model of inelastic deformations

$$\begin{aligned} \rho \dot{v} - \partial_k \sigma_{ik} &= 0, \quad \dot{\varepsilon}_{ik} - (\partial_k v_i + \partial_i v_k) / 2 = -\bar{\varphi}_{ik} - \varphi_{jj} \delta_{ik} / 3, \\ \sigma_{ik} &= \lambda \varepsilon_{jj} \delta_{ik} + 2\mu \varepsilon_{ik} + \beta R \delta_{ik}, \quad R / 2 = -\Delta \varepsilon_{jj} + \partial_i \partial_k \varepsilon_{ik}, \\ \varphi_{jj} &= \zeta(\sigma_{jj} - 4\Delta\gamma), \quad \bar{\varphi}_{ik} = \xi \left[(\sigma_{ik} - \sigma_{jj} \delta_{ik} / 3) + 2(\partial_i \partial_k \gamma - \Delta\gamma \delta_{ik} / 3) \right], \end{aligned} \quad (1)$$

$$E_0 / \rho = \text{const} + T_0(S / \rho - s_0) + \lambda \varepsilon_{jj}^2 / 2\rho + \mu \varepsilon_{ik} \varepsilon_{ik} / \rho + \beta R \varepsilon_{jj} / \rho + \alpha R^2 / 2\rho,$$

where ρ denotes the density and λ, μ – the elastic moduli, σ_{ik} – the stress tensor determined by the Murnaghan formulas, v – the elastic continuum's velocity of motion.

Fig. 5 demonstrates the solution of equation (1): $\gamma_{\max}$ to be the maximum value of the conjugated parameter γ is calculated along axis L as a function of cutter motion for several sizes of rock layers cut while bulk failure.

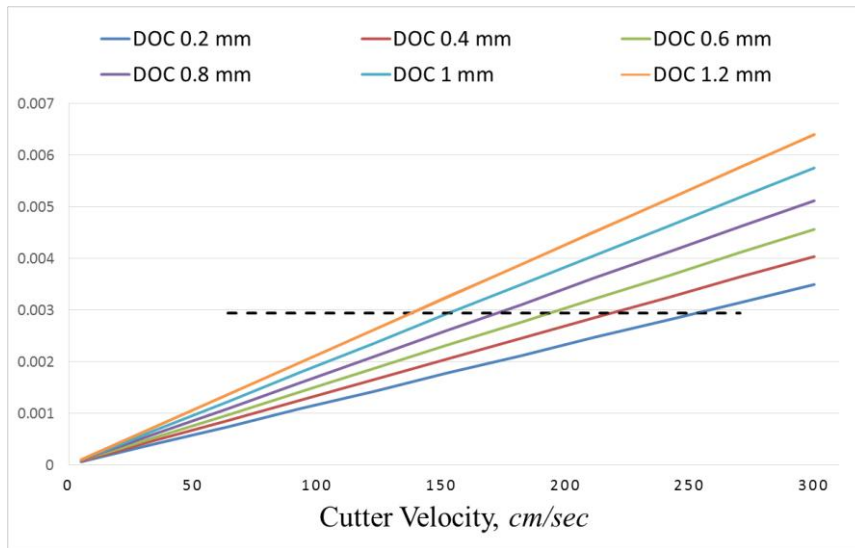


Fig. 5. Maximum value γ as a function of cutting velocity

Now let us fix the value $\gamma = \gamma_*$, as it is shown in Fig. 5. What we obtain are the hyperbolic dependences (Fig. 6) of DOC as a function of cutter's velocity for the fixed rock (γ_*).

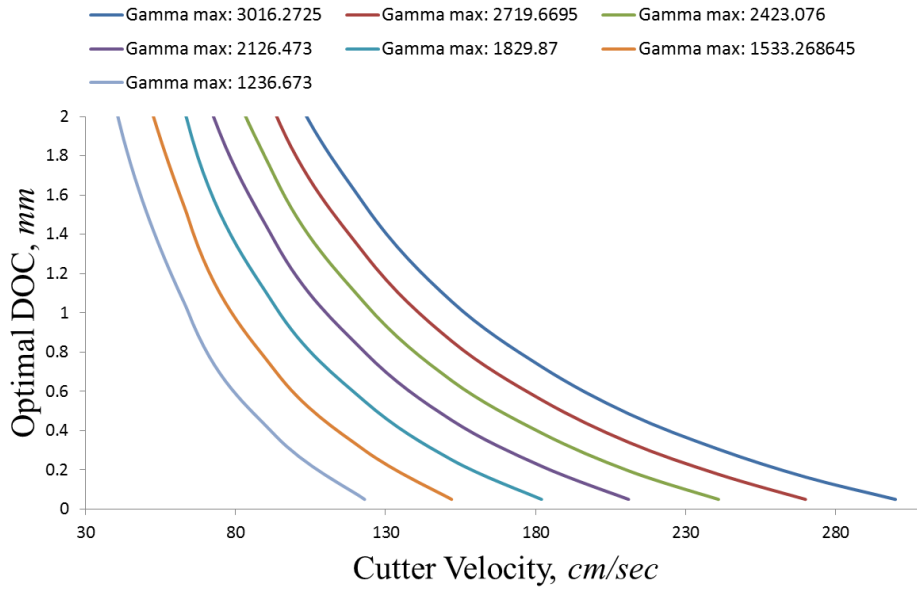


Fig. 6. DOC while bulk failure as a function of cutter's velocity for different kinds of rock

The obtained solutions allow us to calculate the cutting force $F_{cut}(v)$ (Fig. 7) that provides constant cutting velocity.

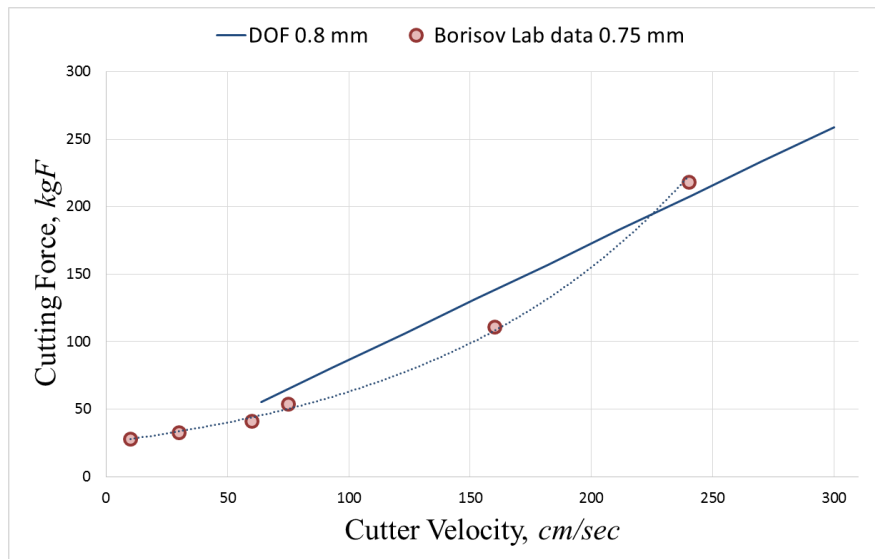


Fig. 7. Cutting force/velocity $F_{cut}(v)$ dependence. The red dots indicate the results obtained by K. Borisov and their non-linear character

Thus, the two main results of the experimental dependences determining the main patterns of rock fracturing with a cutting-shearing cutter such as the dynamic rock strengthening $F_{cut}(v)$ and the reduction of cut layer size $h(v)$ find their explanations within the framework of the nonlocal theory of elastoplastic deformation in the assumption that rock bulk failure is followed by the maximum value of the conjugated parameter.

REFERENCES

1. Borisov K. I. A Scientific Approach to Evaluating Effectiveness of Dynamic Processes of Rock Failure While Drilling Wellbores Using Modern Shearing Tools: Dissertation for Doctor of Science in Engineering. Tomsk, 2012.
2. Cherepanov G. P. Theory of rock cutting// *Strength of Materials*. 1986. 18(8). P. 1103–1114.
3. Ford Brett J. The Genesis of Torsional Drillstring Vibrations// *SPE, Drilling Engineering*, September, 1992.
4. Zhang Z., Shen Y., Chen W., Bonstaff J. Shi. W., Tang K. Smith D. L., Arevalo Y. I. Continuous High Frequency Measurement Improves Understanding of High Frequency Torsional Oscillation in North America Land Drilling.
5. Guzev M. A., Paroshin A. A. NonEuclidean Model of the Zonal Disintegration of Rocks around an Underground Working // *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*. 2001. 42(1) P. 131–139.
6. Dorovsky V. N., Romensky E. I., Sinev A. V. Spatially non-local model of inelastic deformations: applications for rock failure problem // *Geophysical Prospecting*. 2015. 63(4) P. 1198–1212.
7. Vtorushin E. V., Dorovsky V. N. Nonlocal model of inelastic deformations applied to dynamic problem of rock fracturing // XIV International Exhibition and Scientific Congress “Interexpo GEO-Siberia 2017” Depths. Mining. Directions and technologies of quest, exploration and development of deposits. Economy. Geoecology. 2017 Vol. 3, P. 77–81.
8. Vtorushin E. V. Application of mixed finite elements to spatially non-local model of inelastic deformations// *International Journal on Geomathematics*. 2016. 7(2) P. 183–201.

© *Е. В. Вторушин, В. Н. Доровский, 2018*

ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СИГНАЛОВ ПРИ МОРСКИХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ

Никита Алексеевич Горевачев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, аспирант, тел. (383)330-90-16, e-mail: n.goreyavchev1994@gmail.com

Георгий Михайлович Митрофанов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор физико-математических наук; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент кафедры геофизики; Новосибирский государственный технический университет, 630073, Россия, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, профессор кафедры геофизических систем, тел. (383)330-90-16, e-mail: georgymitrofanov@rambler.ru

В работе представлен анализ изменений динамических характеристик сейсмических сигналов с применением факторной декомпозиции. Выполнена оценка степени этих изменений при детальном морском исследовании. Сделан вывод о природе таких вариаций в форме сейсмического сигнала и о необходимости их корректировки.

Ключевые слова: морская сейсморазведка, обработка сейсмических данных, динамические характеристики сейсмических сигналов, факторные модели, дисперсионный анализ.

ESTIMATES OF CHANGES IN DYNAMIC CHARACTERISTICS OF SIGNALS IN MARINE SEISMIC INVESTIGATIONS

Nikita A. Goreyavchev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D. Student, phone: (383)330-90-16, e-mail: n.goreyavchev1994@gmail.com

Georgy M. Mitrofanov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc.; Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Associate Professor, Department of Geophysics; Novosibirsk State Technical University, 20, Prospect K. Marx St., Novosibirsk, 630073, Russia, Professor, Department of Geophysical Systems, phone: (383) 330-90-16, e-mail: georgymitrofanov@rambler.ru

The paper presents an analysis of changes in the dynamic characteristics of seismic signals using factors decomposition. The degree of these changes under detailed marine research has been performed. The conclusion about the nature of such variations in a seismic signal form and the need to correct them.

Key words: marine seismic, cadastre, seismic data processing, dynamic characteristics, factors models, analysis of variance (ANOVA).

Введение

Морская сейсморазведка является одним из наиболее распространенных методов детального изучения строения среды различных шельфовых областей мирового океана, включая и арктические регионы. Повышение требований к детальности исследований приводит к увеличению потребности в анализе динамических характеристик сейсмических сигналов в широком диапазоне частот. Использование динамических характеристик должно способствовать повышению детальности и точности определения параметров среды.

Для повышения точности определения оценок динамических атрибутов также требуется совершенствование методики и техники сейсмоакустических исследований [Гайнанов, Токарев, 2008; Шматков и др., 2015]. При этом применяются многоканальные сейсмоакустические наблюдения с заглубленными приемно-излучающими системами, а также обеспечивается тщательный контроль условий проведения эксперимента и калибровка сигналов, отраженных от придонных осадков. Но даже использование таких методик не всегда позволяет обеспечить должную стабильность в форме сейсмического сигнала. При решении задач определения параметров объектов среды по наблюдаемым данным вопрос о стабильности сейсмического сигнала может играть ключевую роль, обеспечивая надежность результатов обработки данных. Желание понять природу существующей нестабильности формы сигнала при морских сейсмических работах поспособствовало проведению представляемых исследований.

В качестве объекта исследования были выбраны импульсы (прямой и отраженной волн), наблюдаемые в процессе проведения морских сверхвысоко-разрешающих сейсмических работ. Их исключительная простота и контролируемость по сравнению с наземными аналогами повышает достоверность получаемых результатов.

Факторный анализ

Для оценки и коррекции вариаций в динамических характеристиках сейсмических сигналов было решено использовать процедуру мультипликативной факторной декомпозиции. Подобные декомпозиционные преобразования позволяют разделять вариационную компоненту наблюдаемых величин на определенные составляющие – факторы. Такие преобразования впервые были рассмотрены в дисперсионном анализе [Fisher, 1935; Шеффе, 1980], когда значение фактора представляет собой величину, имеющую регулярную или случайную природу, но сохраняющее свое значение вдоль конкретного направления многократной системы наблюдений. Как при морских, так и при наземных сейсмических исследованиях определенные факторы могут быть связаны с неоднородностями, вызванными различными условиями. В рамках данной работы будет рассмотрено 2 модели, включающие в себя разные наборы факторов, сохраняющих свои значения на определенных направлениях системы наблюдений, используемой в морской сейсморазведке (рис. 1).

Первая модель – трехфакторная (1), включающая в себя три направления (см. рис. 1), связанные с координатой источника (α_i), координатой точки приема (β_j), координатой общей центральной точки ($\gamma_{(i+j)/2}$), а ε_{ij} – случайная шумовая составляющая. Она может быть представлена выражением:

$$z_{ij} = \alpha_i + \beta_j + \gamma_{(i+j)/2} + \varepsilon_{ij}. \quad (1)$$

Вторая модель – четырехфакторная (2), включающая в себя четыре направления (рис. 1), связанные с координатой источника (α_i), координатой точки приема (β_j), координатой общей центральной точки ($\gamma_{(i+j)/2}$) и координатой равного удаления (ξ_{i-j}), а ε_{ij} – случайная шумовая составляющая. Она имеет вид:

$$z_{ij} = \alpha_i + \beta_j + \gamma_{(i+j)/2} + \xi_{i-j} + \varepsilon_{ij}. \quad (2)$$

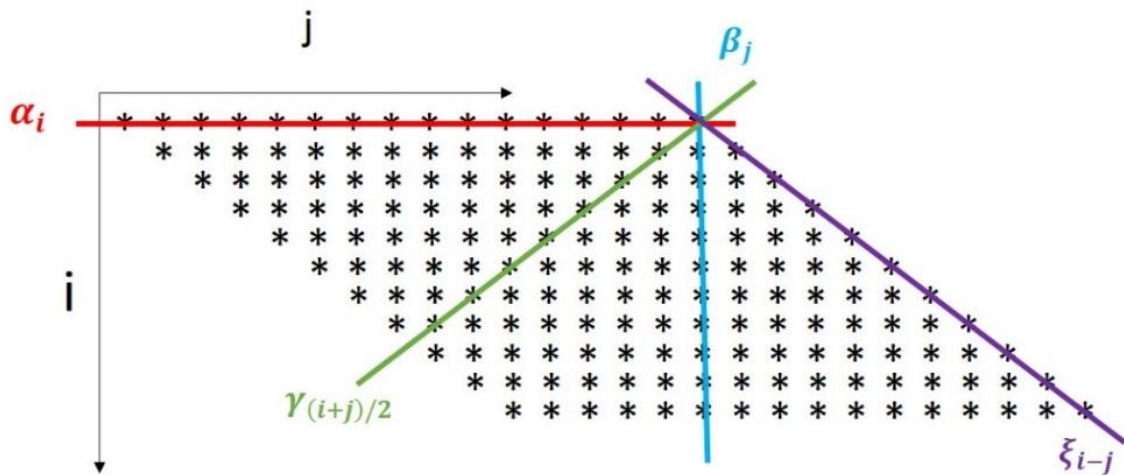


Рис. 1. Система наблюдений для морских исследований. Определенные факторы выделены цветом (красным – источник, голубым – приемник, зеленым – ОЦТ, фиолетовым – удаление)

Структура моделей (1) и (2) определяет блочный характер системы линейных уравнений, возникающей при рассмотрении анализируемой совокупности z_{ij} . Представим соответствующую систему в виде:

$$z = X\theta + \varepsilon, \quad (3)$$

где векторы z и ε составлены из значений z_{ij} и ε_{ij} соответственно, которые упорядочены определенным образом по точкам наблюдения, а вектор θ со-

ставлен из определяемых значений факторов. Вид матрицы X для определенных систем наблюдения приведен на рис. 2.



Рис. 2. Система наблюдений (а) и матрица X (б)

Блочный характер матрицы X позволяет реализовывать итерационный процесс последовательного уточнения оценок неизвестных параметров, который может быть представлен следующей матричной формой:

$$\theta^{(l)} = T\theta^{(l-1)} + B\hat{z}, \quad (4)$$

где справедливы матричные равенства:

$$B = E_P + \sum_{j=1}^{P-1} C_j^P E_j, \quad T = -\sum_{j=1}^{P-1} C_j^P E_j R_{j+1..P}^j, \quad C_j^P = -\prod_{i=P}^{j+1} (I_{i-1} - E_i R_{1..i-1}^i)$$

Здесь $\theta^{(l)}$ – вектор факторов, полученный на l -й итерации, а вектор $\hat{z} = X^T z$. Матрицы E_j и $R_{k..m}^j$, фигурирующие в этих выражениях, составлены из комбинаций блоков X_j в форме $X_k^T X_j$ или $(X_k^T X_j)^{-1}$, а I_j являются блоками единичной матрицы.

В результате проведенных исследований удалось доказать, что итерационный процесс (4) представляет собой частный случай процесса верхней релаксации с параметром единица и сходится к решению метода наименьших квадратов для системы (3) [Марчук, 1977].

Для факторных моделей морской сейсморазведки итерационный процесс можно представить в виде набора последовательных действий (5). После вычисления оценок одного из факторов (α, β или γ) производится ее вычитание из исходных данных, после чего процесс повторяется для последующего фактора.

$$\alpha_i = \frac{1}{n} \sum_i^n z_{ij}, \quad \beta_j = \frac{1}{n} \sum_{i+j-1}^n z_{ij}, \quad \gamma_{(i+j)/2} = \frac{1}{n} \sum_{2^*i+j-1}^n z_{ij}, \quad z_{ij} = z_{ij} - (\alpha, \beta, \gamma). \quad (5)$$

Выражения (5) описывают итерационный процесс оценки факторов для 3-факторной модели. Здесь z_{ij} – начальные наблюдения, α_i – фактор, связанный с координатой источника, β_j – фактор, связанный с координатой приема, $\gamma_{(i+j)/2}$ – фактор, связанный с координатой общей центральной точки. Итерационный процесс для 4-факторной моделей был реализован аналогично.

Изменение формы сейсмического сигнала, наблюдаемые в исследуемых данных

Форма сейсмического сигнала является одной из основных динамических характеристик. В морских условиях форма сейсмического сигнала прямой волны не должна значительно изменяться на протяжении всего профиля.

На рис. 3 приведен участок прямой волны. На некоторых трассах прослеживаются малоамплитудные затухания после основного импульса прямой волны. Эти отклонения формы сигнала могут быть связаны с параметрами источника или приемника.

Для анализа амплитудных спектров было решено использовать два интервала обрезки – широкий и узкий. Узкий интервал составил 1,5 миллисекунд, широкий – 6 миллисекунд. Из рисунка видно, что форма сигнала изменяется от канала к каналу при одной точке возбуждения.

Наиболее показательными для демонстрации изменения спектральных характеристик сейсмических волн являются гистограммы, построенные по значениям амплитудного спектра, рассчитанного для фиксированной частоты.

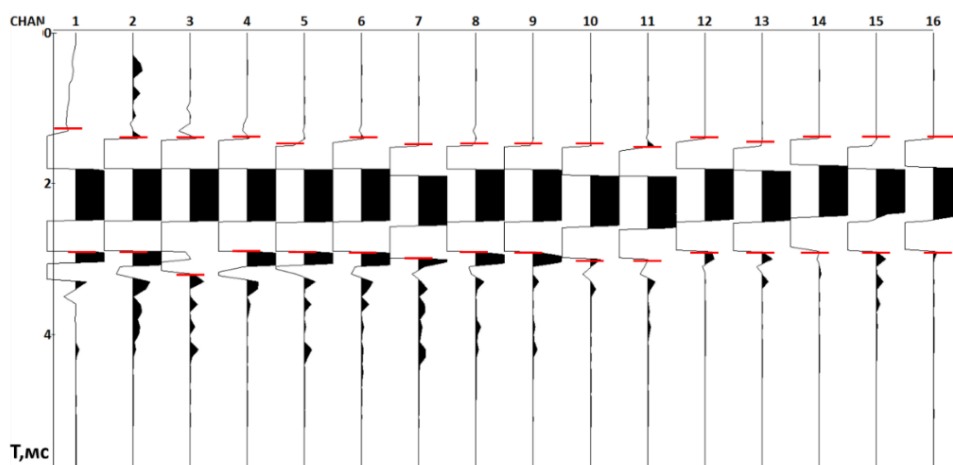


Рис. 3. Форма сигнала прямой волны – узкий и широкий интервал для одного источника (узкий интервал выделен красным, а широкий совпадает с границами рисунка)

Качественно оценить степень изменения спектральных характеристик можно по изменениям в форме гистограмм вплоть до возникновения новых мод.

Количественная оценка степени изменений спектральных характеристик возможна при использовании значений среднеквадратичного отклонения.

Для количественной оценки были построены обобщенные гистограммы. Каждая обобщенная гистограмма включает значения амплитудных спектров, полученные вдоль всего профиля исследований.

Для примера можно рассмотреть обобщенные гистограммы, построенные на частоте 1820 Hz (рис. 4).

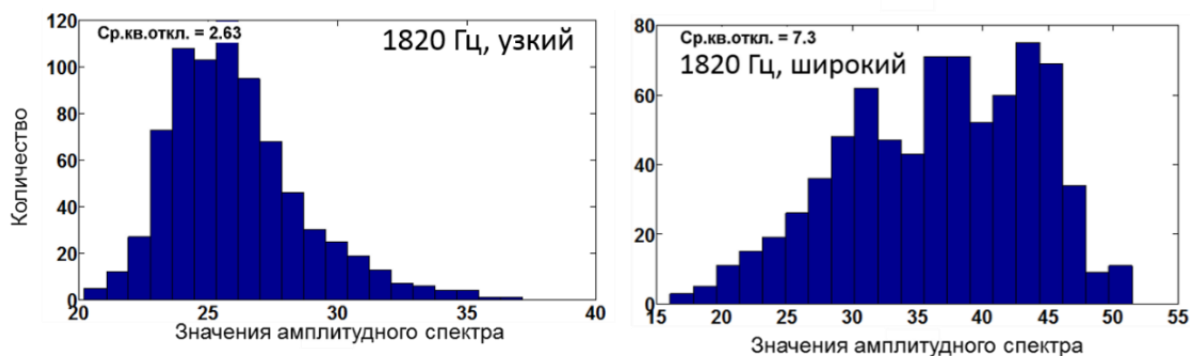


Рис. 4. Гистограммы узкого и широкого интервалов на 1 820 Гц

Согласно представленным результатам, имеющиеся вариации амплитудных спектров носят значительный характер, и поэтому требуется их изучение и учет.

Определение вариаций для сигнала прямой волны в рамках трех- и четырехфакторной модели

В качестве реальных данных были использованы данные морской сверхвысокоразрешающей сейморазведки, полученные в ходе геофизической практики на Белом море (рис. 5).

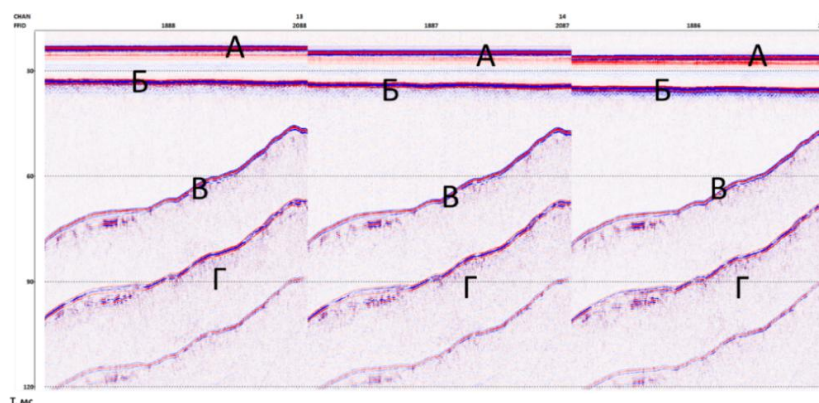


Рис. 5. Исходные данные, по 13, 14, 15 каналам (буквами обозначены типы волн):

А – прямая волна, Б – волна, отраженная от поверхности моря, В – отраженная волна от дна моря, Г – область кратных волн различной природы

Изменения в форме сигнала прямой волны, описанные выше, было решено разделить на факторы. Для разделения были использованы трехфакторная и четырехфакторные модели, описанные выше (1,2). Исходная форма сигнала прямой волны была переведена в спектральную область, а амплитудный спектр – прологарифмирован. Таким образом, была проведена линеаризация модели. Факторная декомпозиция имела следующий вид (4.1):

$$\ln\{S_{ij}(w)\} = z_{ij}(w) = C(w) + \alpha_i(w) + \beta_j(w) + \frac{\gamma_{i+j}(w)}{2} + \varepsilon_{ij}(w), \quad (6)$$

где $\ln\{S_{ij}(w)\}$ – логарифм амплитудного спектра сигнала прямой волны, i – координата источника, j – координата приема, $C(w)$ – постоянная составляющая в форме сигнала, $\alpha_i(w)$ – фактор, связанный с координатой источника, $\beta_j(w)$ – фактор, связанный с координатой приема, $\gamma_j(w)$ – фактор, связанной с координатой точки ОЦТ, $\varepsilon_{ij}(w)$ – случайная помеха, w – фиксированная частота.

Результат оценки факторов представлен на рис. 6. Факторы были получены для фиксированных частот, с учетом (вычетом) средней составляющей и нормировки на максимальное значение.

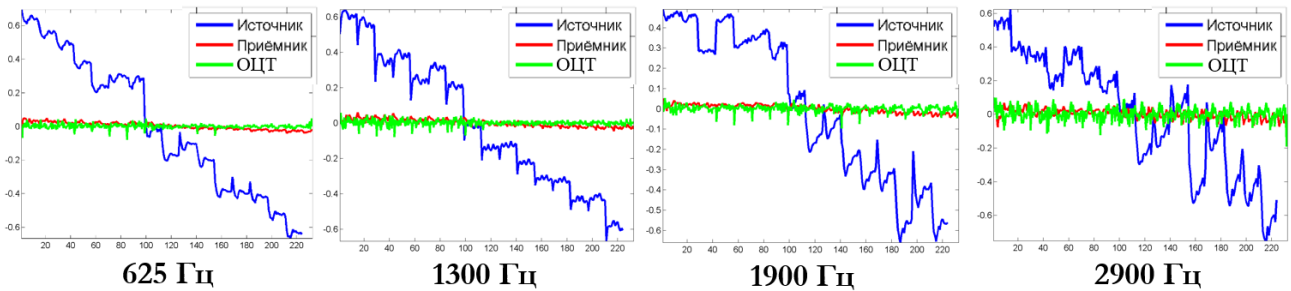


Рис. 6. Оценки факторов на фиксированных частотах, трехфакторная модель – прямая волна. Вертикальная ось – логарифмы амплитудных спектров, горизонтальная – номер фактора

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод о том, что основной вклад в вариационную составляющую вносит фактор, связанный с координатой источника. Фактор, отвечающий за координату приема, близок к нулю, как и фактор, связанный с координатой общей центральной точки. Для формы сигнала прямой волны фактор ОЦТ, отвечающий точкам отражения в теории не должен существовать, что и подтверждается результатами оценки.

Четырехфакторная модель декомпозиции имела следующий вид:

$$\ln\{S_{ij}(w)\} = z_{ij}(w) = C(w) + \alpha_i(w) + \beta_j(w) + \frac{\gamma_{i+j}(w)}{2} + \xi_{i-j} + \varepsilon_{ij}(w), \quad (7)$$

где обозначения совпадают с обозначениями из формулы 6, а ξ_{i-j} – фактор за равные удаления.

Результат оценки факторов представлен на рис. 7. Факторы были получены для фиксированных частот, с учетом (вычетом) средней составляющей и нормировки на максимальное значение амплитудного спектра.

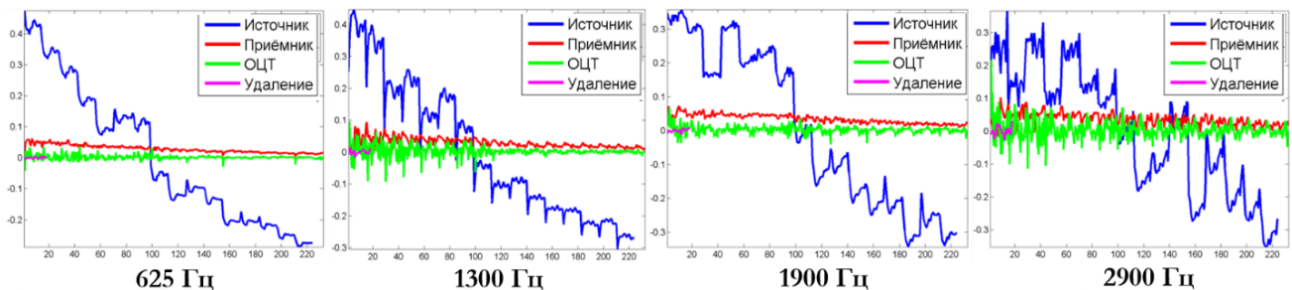


Рис. 7. Оценки факторов на фиксированных частотах, четырехфакторная модель – прямая волна. Вертикальная ось – логарифмы амплитудных спектров, горизонтальная – номер фактора

Результаты, представленные на рис. 7 говорят о том, что фактор за равные удаления в этом разложении близок к нулю. Вероятно, это связано с тем, что в данные была введена поправка за геометрическое расхождение волнового поля.

Определение вариаций для сигнала отраженной волны

В рамках трехфакторной модели были построены оценки для сигнала отраженной волны от морского дна (см. рис. 5 волна Б). Исходная форма сигнала отраженной волны была переведена в спектральную область, а амплитудный спектр – прологарифмирован. Факторная декомпозиция имела вид (6). Результат разделения представлен на рис. 8.

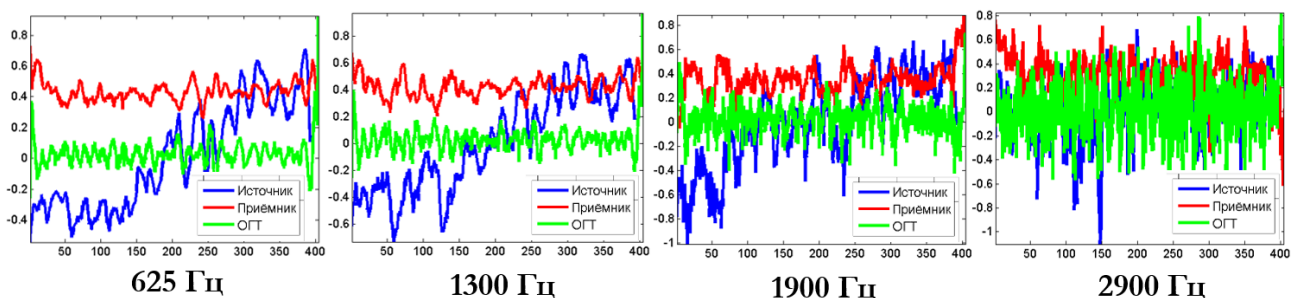


Рис. 8. Оценки факторов на фиксированных частотах, трехфакторная модель – отраженная волна. Вертикальная ось – логарифмы амплитудных спектров, горизонтальная – номер фактора

Из рис. 8 видно, что на частотах 625, 1300, 1 900 Гц, фактор источника имеет линейную составляющую, которая возрастает от начала профиля к концу. При этом на более высоких частотах (2 900 Гц) фактор источника становится сопоставим с другими факторами. Факторы приемника и ОЦТ примерно одинаковы на всех частотах и не имеют характерных особенностей.

Выводы

Исходя из полученных результатов, можно сделать следующие выводы:

1. Изменения в динамических характеристиках прямой волны значительны, даже при тщательном выполнении детальных морских исследований и требуют корректировки.
2. Оценки, полученные методом факторной декомпозиции в рамках рассмотренных моделей, позволяют говорить о том, что основной вклад в вариации формы сигнала вносят условия возбуждения.
3. При оценке изменений в форме сигнала отраженной волны на разных частотах, для низких частот отчетливо прослеживается линейный тренд в факторе источника, исчезающий на более высоких частотах.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гайнанов В. Г., Токарев М. Ю. Возможности и ограничения многоканального сейсмоакустического профилирования в инженерных целях: Теория и практика // Вестник Московского университета. – 2008. – № 4. – С. 53–62.
2. Шматков А. А., Гайнанов В. Г., Токарев М. Ю. Обзор технологий трехмерных сейсмоакустических исследований на акваториях // Технологии сейсморазведки. – 2015. – № 2. – С. 86–97.
3. Fisher R. A. The design of experiments. 1935 // Oliver and Boyd, Edinburgh. – 1935.
4. Шеффе Г. Дисперсионный анализ. – 1980.
5. Марчук Г. И. Методы вычислительной математики. – 1977.

REFERENCES

1. Gajnanov V. G., Tokarev M. Yu. Vozmozhnosti i ogranicheniya mnogokanal'nogo sejsmoakusticheskogo profilirovaniya v inzhenernyh celyah: Teoriya i praktika // Vestnik Moskovskogo Universiteta. – 2008. – № 4. – S. 53–62.
2. Shmatkov A. A., Gajnanov V. G., Tokarev M. Yu. Obzor tekhnologij trekhmernykh sejsmoakusticheskikh issledovaniy na akvatoriyah // Tekhnologii sejsmorazvedki. – 2015. – № 2. – S. 86–97.
3. Fisher R. A. The design of experiments. 1935 // Oliver and Boyd, Edinburgh. – 1935.
4. Sheffe G. Dispersionnyy analiz. – 1980.
5. Marchuk G. I. Metody vychislitel'noj matematiki. – 1977.

© Н. А. Горяевчев, Г. М. Митрофанов, 2018

ИЗМЕРЕНИЯ АНИЗОТРОПИИ КОМПЛЕКСНОЙ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ НА ОБРАЗЦАХ ТЕРРИГЕННОГО КОЛЛЕКТОРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Никита Александрович Голиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник лаборатории скважинной геофизики; Новосибирский государственный технический университет, 630073, Россия, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, доцент кафедры геоинформационных систем, тел. (383)363-80-31, e-mail: GolikovNA@ipgg.sbras.ru

Приведены результаты измерения анизотропии комплексной диэлектрической проницаемости в широком диапазоне частот на образцах терригенных пород Западной Сибири. Измерения выполнены на образцах кубической формы в трех направлениях. На основе полученных данных рассчитаны коэффициенты анизотропии. Показано, что коэффициенты анизотропии реальной и мнимой частей комплексной диэлектрической проницаемости зависят от частоты и имеют максимум на частоте максимальной дисперсии.

Ключевые слова: анизотропия, комплексная диэлектрическая проницаемость, дисперсия диэлектрической проницаемости, проницаемость, пористость, терригенный коллектор, диаграмма Коул-Коул.

MEASUREMENT OF THE ANISOTROPY OF THE COMPLEX PERMITTIVITY ON SAMPLES OF SANDSTONE RESERVOIRS OF WESTERN SIBERIA

Nikita A. Golikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Laboratory of Borehole Geophysics; Novosibirsk State Technical University, 20, Prospect K. Marx St., Novosibirsk, 630073, Russia, Associate Professor, Department of Geographic Information Systems, phone: (383)363-80-31, e-mail: GolikovNA@ipgg.sbras.ru

The results of measurements of the anisotropy of the complex permittivity in a wide frequency range of the samples of terrigenous rocks of West Siberia. Measurements were made on samples of cubic shape in three directions. Based on these results the coefficients of anisotropy were calculate. Were shown, that real and imagine parts of complex dielectric permittivity varies with frequency and have maxima on frequency of dispersion maxima.

Key words: anisotropy, complex permittivity, dispersion of dielectric permittivity, permeability, porosity, terrigenous reservoir, Cole-Cole diagram.

Слоистость определяет различие фильтрационных и физических свойств горных пород вдоль и поперек напластования. Оценка степени анизотропии комплексной диэлектрической проницаемости (КДП) имеет большое значение для правильной интерпретации данных диэлектрического каротажа.

Терригенные коллектора Западной Сибири часто имеют слоистость, параллельную плоскости напластования. В зависимости от мощности слоев выде-

ляют тонкую, мелкую, крупную и очень крупную слоистость горных пород. Тонкая слоистость обусловлена укладкой зерен неправильной формы (слабой окатанности) так, что направление наибольшего размера зерен параллельно плоскости напластования и часто визуально не фиксируется. Тем не менее она проявляется в анизотропии фильтрационных и физических свойств пород. Мелкая и крупная слоистость проявляется как чередование слоев различного состава [2].

Анизотропия электрофизических свойств, как и фильтрационных, связана со структурой порового пространства, и между ними возможна взаимная корреляция.

Анизотропия проницаемости и электрического сопротивления на низких частотах измеряется на образцах горных пород: либо на образцах кубической формы, либо на образцах, взятых из одного слоя, но выбуренных вдоль или поперек напластования.

Однако оценка анизотропии диэлектрической проницаемости в широком диапазоне частот не проводилась. Это обусловлено тем, что диэлектрическая проницаемость горных пород измеряется конденсаторным методом, что требует большого отношения поперечного и продольного размеров образца, т. е. тонкого образца [3].

В ИНГГ разработана методика измерения диэлектрической проницаемости на образцах горных пород стандартного размера в широком диапазоне частот [4].

Для оценки анизотропии электрофизических свойств и сопоставления ее с анизотропией фильтрационных свойств были проведены исследования на образцах карбонатно-глинистых песчаников. Для этого были изготовлены соответствующие ячейки для измерения проницаемости образцов кубической формы, и модифицированы методики измерения УЭС и комплексной диэлектрической проницаемости (КДП).

Измерения проводились на кубиках с размером ребра 50 мм. Одна из осей кубика совпадала с вертикальной осью (ось скважины), две другие лежали в плоскости напластования.

Предварительное изучение включало измерение пористости, проницаемости и удельного электрического сопротивления по трем взаимно перпендикулярным направлениям. Для измерения УЭС образцы насыщались раствором NaCl с минерализацией $C_m = 7$ г/л. Для измерения КДП образцы отмывались и насыщались дистиллированной водой под вакуумом.

Методика измерений комплексной диэлектрической проницаемости

Диэлектрическая проницаемость измерена в широком частотном диапазоне 1 кГц – 1 ГГц. Измерения проводились в двух частотных интервалах: 10 кГц – 5 МГц, 5 МГц – 1 ГГц.

Измерение комплексной диэлектрической проницаемости в диапазоне частот 10 кГц – 5 МГц производилась в конденсаторной ячейке измерителем LCR GWInstek.

Методика измерений является модификацией классической методики измерения диэлектрической проницаемости в плоском конденсаторе [1]. Диаметр электродов (90 мм) ячейки выбирался из условия однородности поля в центральной части конденсатора, где помещается исследуемый образец [5]. Измеряемым параметром являлось комплексное сопротивление ячейки Z .

Для компенсации влияния соединительных проводов и паразитных емкостей на результат измерения происходят в два этапа. Сначала производятся измерения емкости конденсатора с фторопластовым кольцом без образца, затем в кольцо помещается образец, измерения производятся повторно. Фторопластовое кольцо высотой 50 мм предназначено для сохранения геометрических размеров конденсатора при калибровочных измерениях.

Для устранения влияния приэлектродной поляризации на результаты измерений комплексной диэлектрической проницаемости образцов горных пород, насыщенных минерализованным раствором, использован метод изолирующих прокладок. В качестве изолирующей прокладки использовалась тефлоновая лента толщиной 0,30 мм с диэлектрической проницаемостью $\epsilon' = 2,02$, тангенс угла диэлектрических потерь $\operatorname{tg} \delta = 0,0003$. Диэлектрическая проницаемость ленты уточнялась с помощью измерений емкости конденсатора с различным количеством слоев ленты между электродами (от 2 до 10). Пленка прокладывалась с двух сторон образца, конденсатор рассматривался как двухслойный.

Измеренные значения КДП являются эффективными значениями, которые описываются поляризацией Максвелла – Вагнера [6]. Эффективные значения пересчитываются в истинные. Методика измерения комплексной диэлектрической проницаемости в диапазоне частот выше 50 МГц основана на измерении параметра S_{12} матрицы рассеяния (коэффициента отражения) электромагнитной волны от конца волновода, к которому присоединен исследуемый образец, векторным анализатором ZVRE [9].

Результаты измерений анизотропии комплексной диэлектрической проницаемости

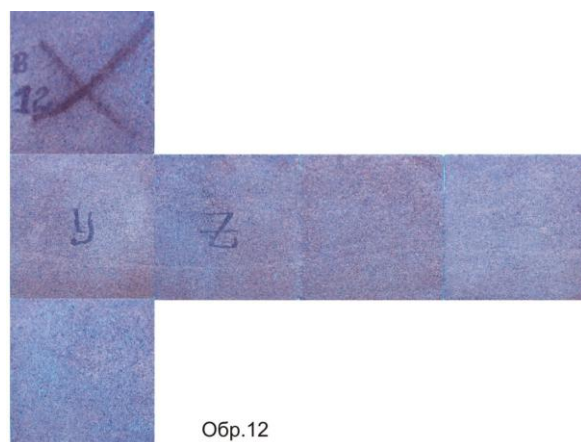


Рис. 1. Развертка образца карбонатно-глинистого песчаника с выраженной слоистостью и залеченной трещиной

Фильтрационно-емкостные свойства образца

№ обр.	Емкость трещин, %	Проницаемость трещин расчетная мД			Пористость по воде, %	Проницаемость измеренная, мД		
		X	Y	Z		X	Y	Z
12	0.004	0.006	0.003		15.3	0.093	0.133	0.135

Результат измерения реальной части КДП образца в широком частотном диапазоне приведен на рис. 2.

Удобным средством для выявления типа поляризации, наблюдаемой в образцах, являются диаграммы зависимости мнимой части КДП от вещественной для разных частот или диаграммы Коул-Коул [7, 8]. По диаграммам, представленным на рис. 3 можно сделать вывод о том, что в образцах наблюдается поляризация типа Коул-Коул, описываемая формулой:

$$\varepsilon^* = \varepsilon_{\infty} + \frac{\varepsilon_s - \varepsilon_{\infty}}{1 + (j\omega\tau)^{1-\alpha}},$$

где ε^* – комплексная диэлектрическая проницаемость,

ε_s – диэлектрическая проницаемость на нулевой частоте,

ε_{∞} – диэлектрическая проницаемость на бесконечной частоте,

τ – время максимальной релаксации,

α – параметр релаксации.

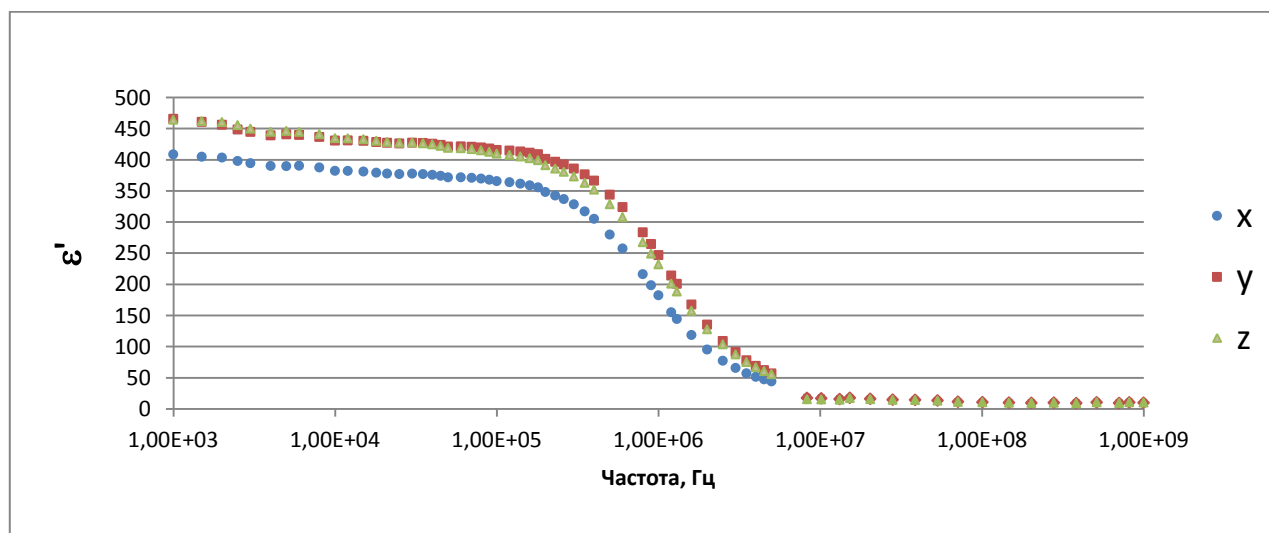


Рис. 2. Изменение вещественной части КДП с частотой по трем перпендикулярным направлениям

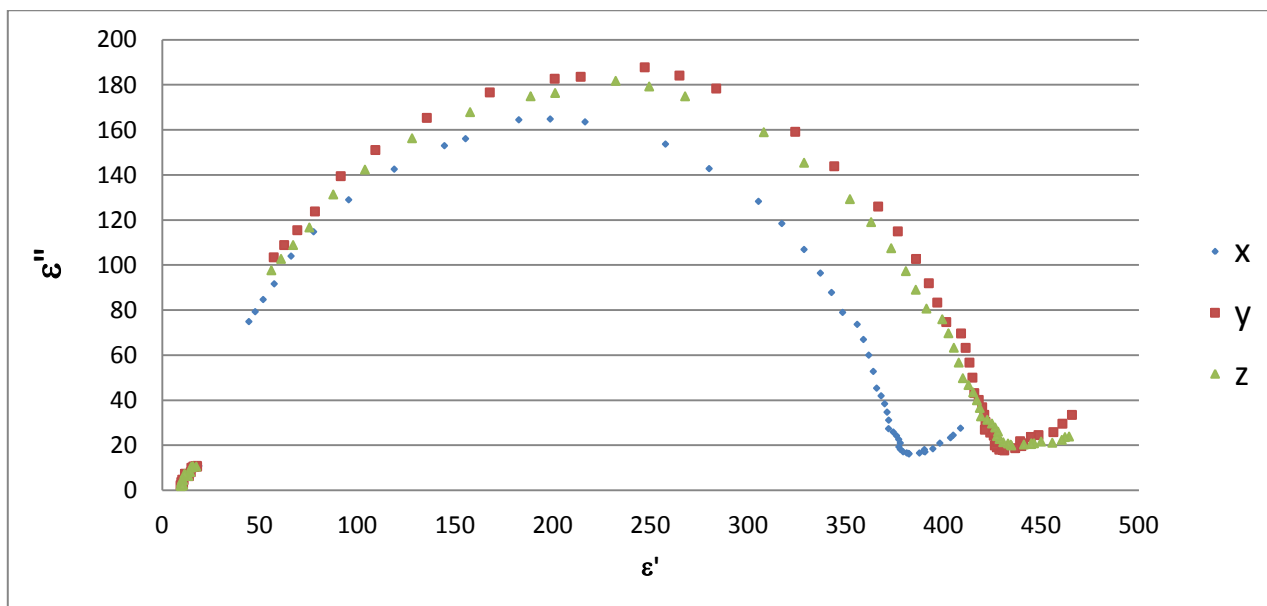


Рис. 3. Диаграммы Коул-Коул по трем направлениям для анизотропного образца.

Видно, что реальная и мнимая части КДП, измеренные вертикально напластованию, меньше, чем измеренные вдоль напластования, т. е. существует анизотропия КДП. Диэлектрические проницаемости, измеренные вдоль напластования по двум перпендикулярным направлениям, близки друг к другу. Дисперсия КДП наблюдается при измерениях по трем взаимно-перпендикулярным направлениям и описывается поляризацией Коул-Коул.

По результатам измерения КДП рассчитаны коэффициенты анизотропии вещественной и мнимой частей КДП, результаты представлены на рис. 4.

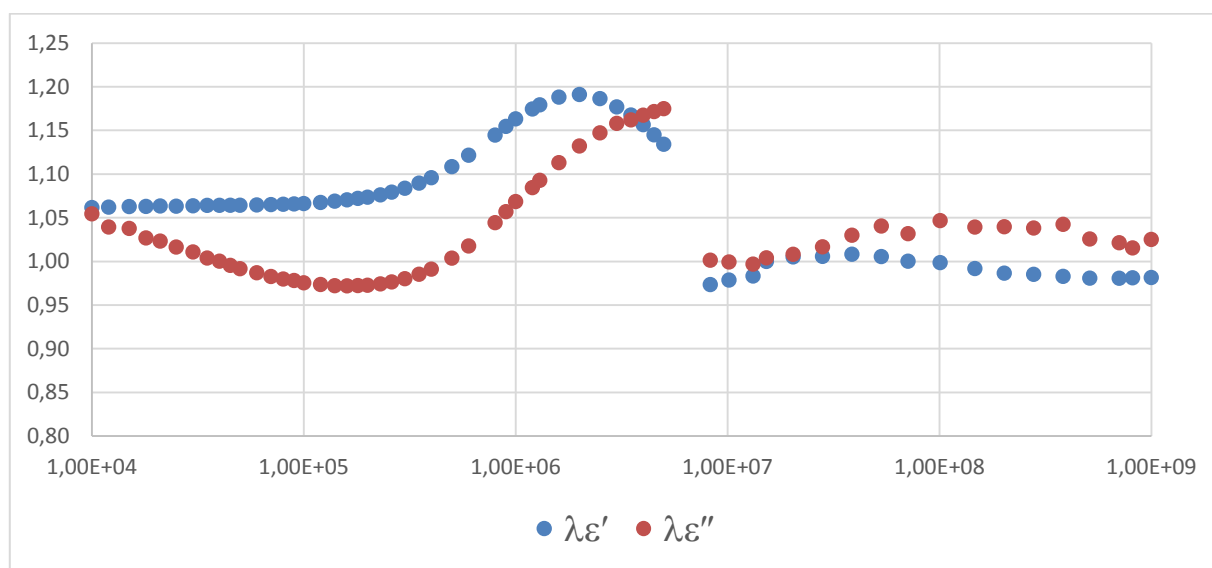


Рис. 4. Изменение коэффициентов анизотропии действительной $\lambda\epsilon'$ и мнимой $\lambda\epsilon''$ частей комплексной диэлектрической проницаемости с частотой

Видно, что коэффициенты анизотропии зависят от частоты сложным образом. Коэффициент анизотропии вещественной части имеет максимум на частоте 2 МГц. Коэффициент анизотропии мнимой части с ростом частоты уменьшается до минимума на частоте 200 кГц, затем достигает максимума на 5 МГц. На частотах выше 50 МГц анизотропия вещественной части КДП практически исчезает ($\lambda\epsilon' \approx 1$), а анизотропия мнимой части ϵ'' сохраняется.

Полученные результаты свидетельствуют о наличии анизотропии комплексной диэлектрической проницаемости у горных пород. Зависимость $\lambda\epsilon'$ от частоты имеет сложный характер, обе части КДП имеют максимум на частоте, близкой к частоте максимальной дисперсии. Поляризация образцов описывается поляризацией Коул-Коул.

Работа выполнена по проекту «Геофизика нефтегазовых коллекторов: новые подходы к инверсии на основе эффектов макроанизотропии, подмагничивания и частотной дисперсии электрофизических характеристик». Программа IX.128.3. «Электродинамика гетерогенных сред и ее инновационные приложения в геологоразведке». Приоритетное направление IX.128. Физические поля, внутреннее строение Земли и глубинные геодинамические процессы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Брандт А. А. Исследование диэлектриков на сверхвысоких частотах. – М. : Государственное издательство физико-математической литературы. 1963. – Т. 1. – 404 с.
2. Вассоевич Н. Б. Слоистость осадочных образований. – Геологический словарь. – М. : Недра, 1978. – Т. 2 – С. 240–244.
3. ГОСТ 25495-82 «ПОРОДЫ ГОРНЫЕ. Метод определения диэлектрической проницаемости и тангенса угла диэлектрических потерь» – М. : Изд-во стандартов, 1983. – 8 с.
4. Ельцов Т. И., Голиков Н. А. Измерения комплексной диэлектрической проницаемости образцов коллектора в диапазоне частот от 1 кГц до 1 ГГц // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2016. XII Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т. (Новосибирск, 18–22 апреля 2016 г.). – Новосибирск : СГУГиТ, 2016. Т. 2. – С. 177–181.
5. Ландау Л. Д., Лифшиц Е. М. Теоретическая физика: Электродинамика сплошных сред. – М. : ФИЗМАТЛИТ, 2003. – Т. VIII. – 656 с.
6. Челидзе Т. Л. Электрическая спектроскопия гетерогенных систем. – Киев : Наукова думка, 1977. – 230 с.
7. Cole K. S., Cole R. H. Dispersion and Absorption in Dielectrics I. Alternating Current Characteristics // Journal of Chemical Physics. – 1941. – P. 341–351.
8. Cole K. S., Cole R. H. Dispersion and Absorption in Dielectrics II. Direct Current Characteristics // Journal of Chemical Physics. – 1942. – P. 98–105.
9. Vorlicek J., Oppl L., Vrba J. Measurement of Complex Permittivity of Biological Tissues // Progress In Electromagnetics Research Symposium (Cambridge, USA, July 5–8, 2010). – Cambridge, 2010. – P. 599–601.

REFERENCES

1. Brandt A.A. Issledovanie dijelektrikov na sverhвыsokih chastotah. -M.: Gosudarstvennoe izdatel'stvo fiziko-matematicheskoy literatury, 1963. – T. 1. – 404 p.
2. Vassoevich N. B. Sloistost' osadochnykh obrazovaniy – Geologicheskij slovar'. – M. : Nedra, 1978. – T. 2. – S. 240–244.
3. GOST 25495-82 «PORODY GORNYE. Metod opredeleniya dijelektricheskoy pronikaemosti i tangensa ugla dijelektricheskikh poter'». – M. : Izdatel'stvo standartov, 1983.
4. Yeltsov T. I., Golikov H. A. Complex dielectric permittivity measurements of reservoir core samples using frequency range from 1 kHz to 1 GHz // Interexpo Geo-Sibir'. 2016. T. 2. № 2. S. 177–181.
5. Landau L. D., Lifshic E. M. Teoreticheskaya fizika: Jelektrodinamika sploshnykh sred. – M. : FIZMATLIT, 2003. – T. VIII. – 656 s.
6. Chelidze T. L. Jelektricheskaya spektroskopija geterogennykh sistem. – Kiev : Naukova dumka, 1977. – 230 s.
7. Cole K. S., Cole R. H. Dispersion and Absorption in Dielectrics I. Alternating Current Characteristics // Journal of Chemical Physics. – 1941. – P. 341–351.
8. Cole K. S., Cole R. H. Dispersion and Absorption in Dielectrics II. Direct Current Characteristics // Journal of Chemical Physics. – 1942. – P. 98–105.
9. Vorlicek J., Oppl L., Vrba J. Measurement of Complex Permittivity of Biological Tissues // Progress In Electromagnetics Research Symposium (Cambridge, USA, July 5–8, 2010). – Cambridge, 2010. – P. 599–601.

© *H. A. Голиков, 2018*

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОЙ ЗАВИСИМОСТИ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ И ЯМР-ХАРАКТЕРИСТИК МЕРЗЛЫХ ПОРОД

Никита Александрович Голиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник лаборатории скважинной геофизики; Новосибирский государственный технический университет, 630073, Россия, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, доцент кафедры геоинформационных систем, тел. (383)363-80-31, e-mail: GolikovNA@ipgg.sbras.ru

Анастасия Сергеевна Юнашева

Новосибирский государственный технический университет, 630073, Россия, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, магистрант, тел. (383)363-80-31, e-mail: nastya.yunasheva@mail.ru

Мария Йоновна Шумская

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, научный сотрудник лаборатории скважинной геофизики, тел. (913)482-41-37, e-mail: ShumskaiteMI@ipgg.sbras.ru

Исследованы гранулометрические, электрические и ядерно-магнитные свойства мерзлых пород из скважин, пробуренных в Омудево-й лагуне и озере Гольцовом, полуостров Быковский. Результаты показывают: разрез скважин состоит из множества слоев различной литологии, что обуславливает различие физических свойств. Вода в породе, кроме верхних слоев, находится в связанном состоянии, что подтверждается измерениями зависимости УЭС от температуры и данными ЯМР.

Ключевые слова: мерзлая порода, удельное электрическое сопротивление, водосодержание, гранулометрический состав, глинистость, ЯМР-спектроскопия.

INVESTIGATION OF THE TEMPERATURE DEPENDENCE OF THE SPECIFIC ELECTRICAL RESISTANCE AND NMR CHARACTERISTICS OF FROZEN ROCKS

Nikita A. Golikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Laboratory of Borehole Geophysics; Novosibirsk State Technical University, 20, Prospect K. Marx St., Novosibirsk, 630073, Russia, Associate Professor, Department of Geographic Information Systems, phone: (383)363-80-31, e-mail: GolikovNA@ipgg.sbras.ru

Anastasia S. Yunasheva

Novosibirsk State Technical University, 20, Prospect K. Marx St., Novosibirsk, 630073, Russia, Graduate, phone: (383)363-80-31, e-mail: nastya.yunasheva@mail.ru

Mariya Y. Shumskaya

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, Ph. D., Researcher, Laboratory of Borehole Geophysics, phone: (913)482-41-37, e-mail: ShumskaiteMI@ipgg.sbras.ru

Specific electrical resistance and NMR spectra of frozen rocks upon freezing has studied. Rock samples from wells from Yomullakh-Kyuel' Lagoon and Lake Golzovoje drilled on the Bykovsky Peninsula were analyzed. It is revealed that the properties of the samples varies at different depths.

Key words: frozen rock, specific electrical resistance, water content, gran size distribution clay, NMR-spectrometry.

Вечная мерзлота охватывает 65 % территории России и довольно широко распространена в северной части. Деградация вечной мерзлоты связана с изменением климата, ее состояние определяет изменение ландшафта и устойчивость различных сооружений. Комплексные исследования свойств мерзлых пород необходимы для прогнозирования изменений ландшафта, вызванных изменениями климата [1].

В 2017 г. проводилась совместная Российско-Германская комплексная экспедиция на Быковский полуостров, находящийся на севере, в 40км от поселка Тикси. Одной из целей экспедиции было исследование прибрежных мерзлых пород, с этой целью были пробурены скважины в лагунной (скв. PG 2410, Омuleвая лагуна) и материковой части полуострова (скв. PG2412, пресноводное озеро Гольцовое).

Со скважины в лагуне с глубины от 1,2 до 30,5 м было отобрано 30 образцов, характеризующие основные литологические и структурные свойства пород. Разрез представлен иллитом, алевроитом, глиной с песком и мерзлым крупнозернистым песком. На озере Гольцовом отобрано 18 образцов с глубины от 5,50 до 36,03 м, где в основном преобладает глина и мелкозернистый песок.

Комплекс исследований включал измерения водосодержания, определения гранулометрического состава, измерения УЭС (удельное электрическое сопротивление) и ЯМР.

Гранулометрический состав определялся на лазерном анализаторе. УЭС мерзлых пород измерялось двухэлектродным методом с помощью прибора LCR-78105G. Измерения проводились на частоте 1 кГц, температура контролировалась встроенным датчиком DS18B20. ЯМР-спектметрия выполнена на релаксметре «МСТ-05».

Образцы выдерживались в термостате при температуре, соответствующей глубине отбора мерзлой породы.

Удельное электрическое сопротивление изменяется в обеих скважинах от 0,6 до 2,76 Ом*м (скв. PG2410) и от 4,6 до 63,1 Ом*м (скв. PG2412) (рис. 1), что говорит о крайне неоднородном разрезе. При этом сохраняется общая тенденция к увеличению с глубиной, что связано с уменьшением водосодержания (рис. 2).

Гранулометрический состав пород частично представлен на рис. 3, 4.

Гранулометрический состав пород из обеих скважин неоднороден, встречаются прослои содержащие все фракции от пелитовой до крупнозернистого песка с включениями гальки и прослои с однородным распределением с выраженным максимумом. Общей закономерностью является наличие в верхней части разреза отложений иллита, в середине разреза переслаивание слоев с раз-

личным грансоставом, которое сменяется к низу интервала крупнозернистым песком с незначительным присутствием остальных фракций.

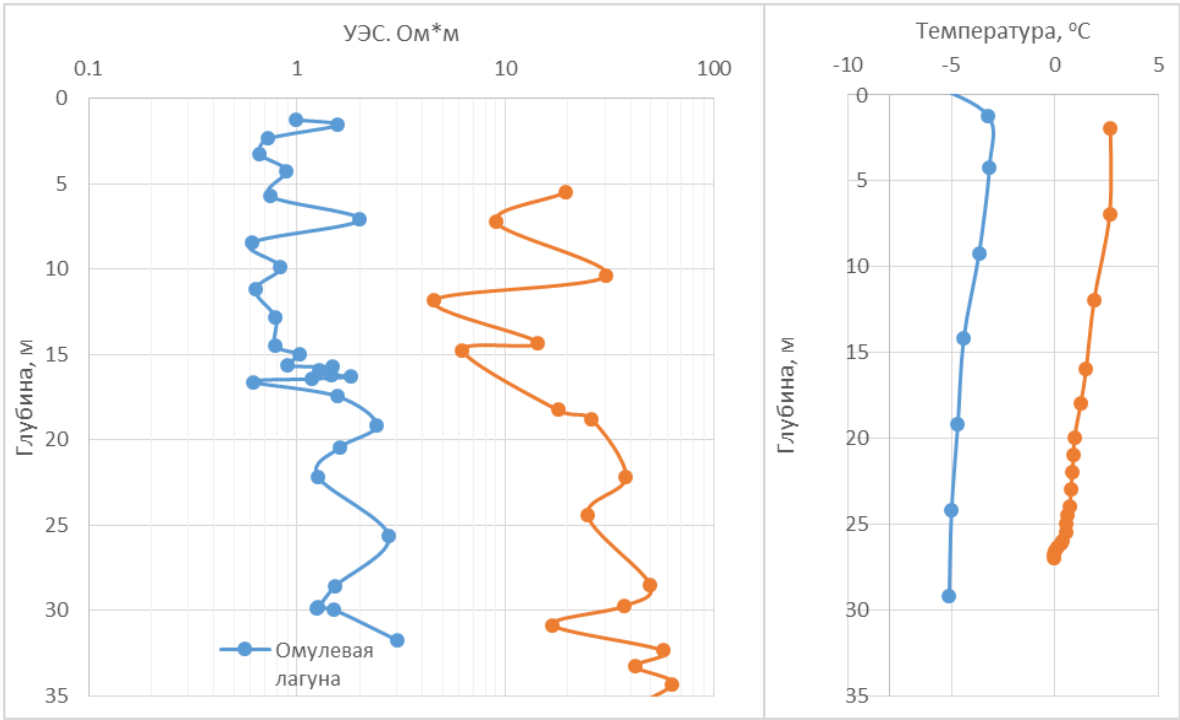


Рис. 1. Зависимость удельного электрического сопротивления и температуры от глубины

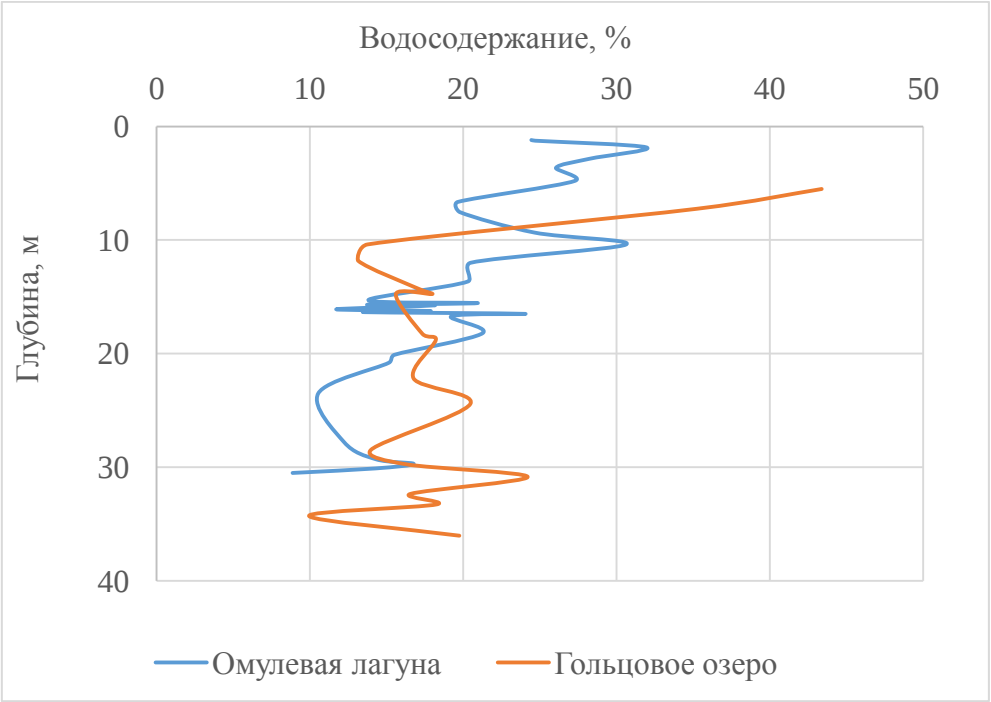


Рис. 2. Зависимость водосодержания от глубины

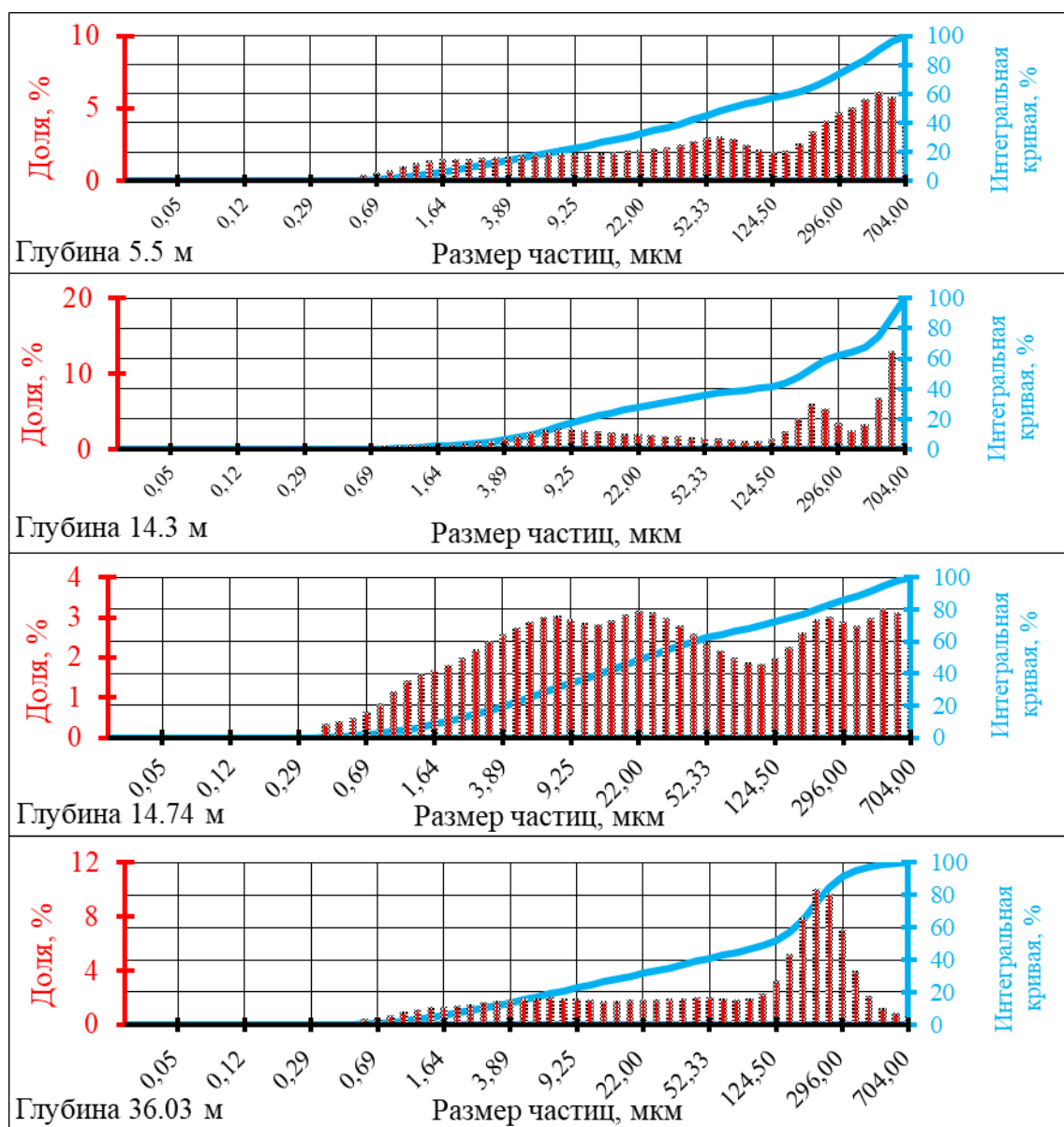


Рис. 3. Гранулометрический состав пород скважины № 2412

Как видно из рис. 5, содержание глины в породах в зависимости от глубины изменяется в широких пределах. Наибольшее содержание ее наблюдается на глубине 22,15 в скв. PG2410 и на глубине 14,75 в скв. PG 2412, где порода представлена плотной глиной.

Измерения сопротивления пород в процессе замораживания показали [3], что экспоненциальный рост УЭС начинается с уменьшением температуры ниже $t = -2,5\text{ }^{\circ}\text{C}$, что свидетельствует о том, что замерзание воды в породе происходит при этой температуре (рис. 6).

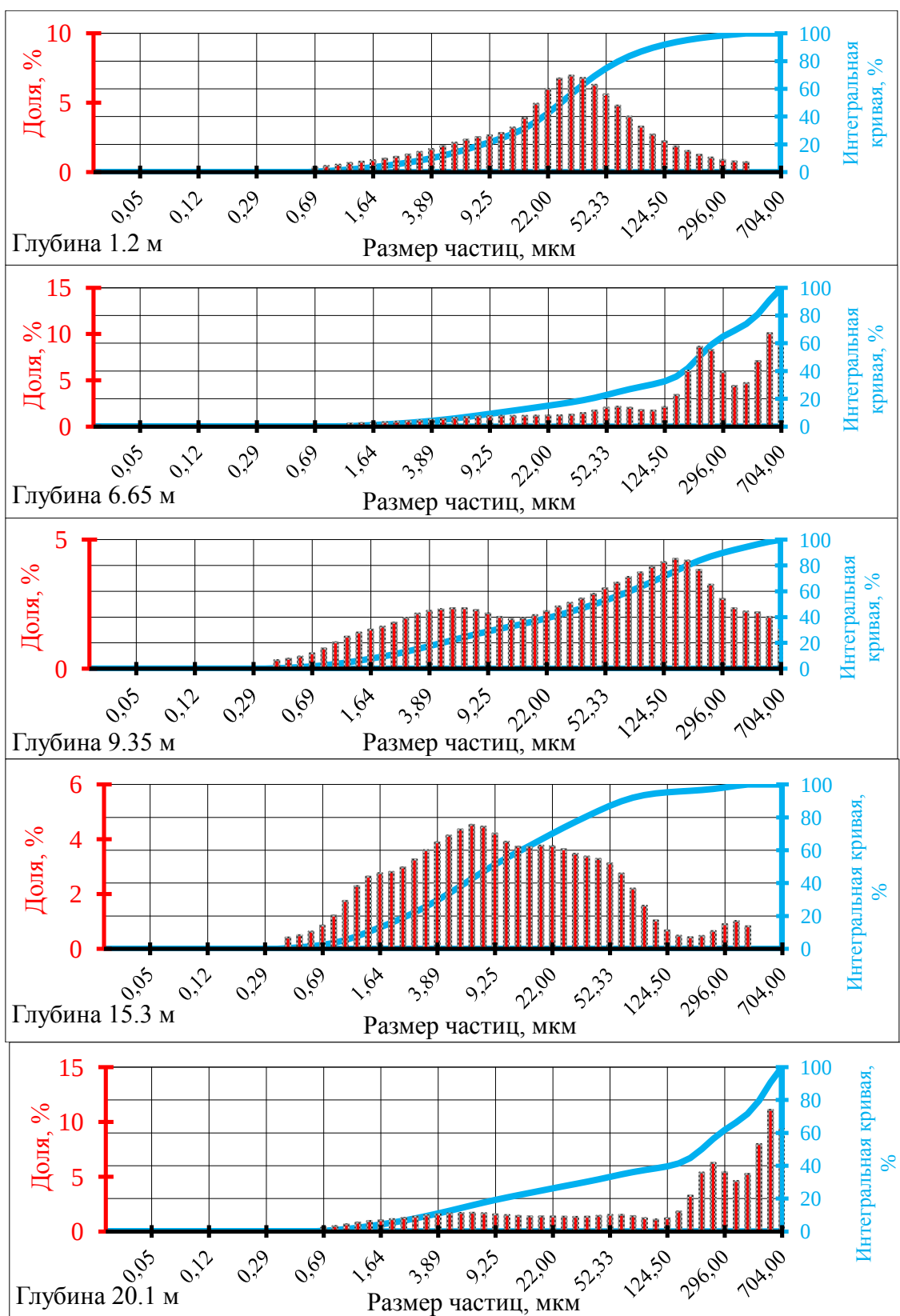


Рис. 4. Гранулометрический состав пород скважины № 2410

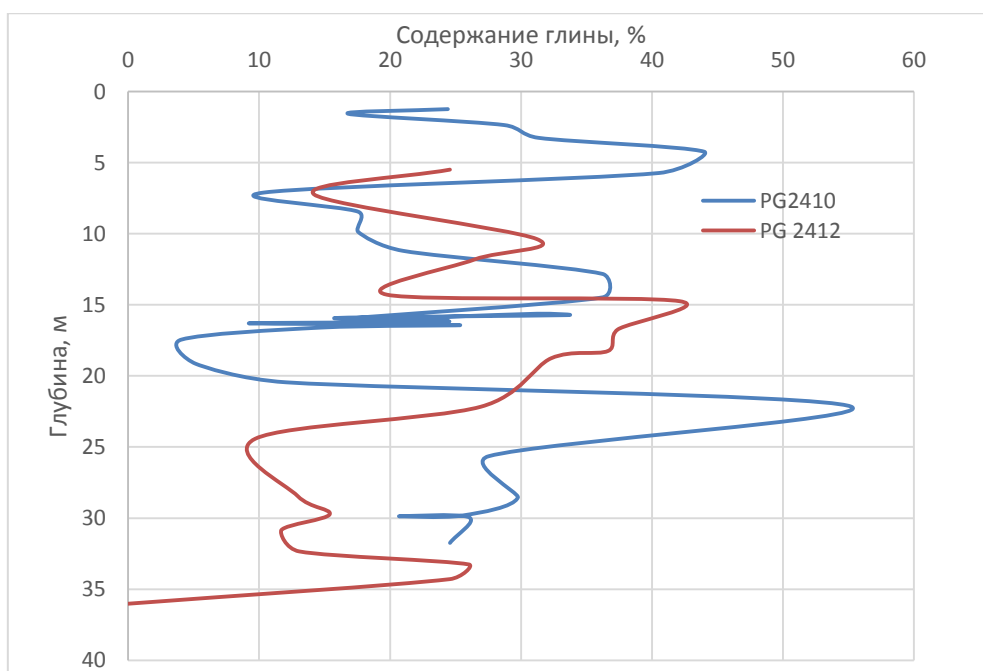


Рис. 5. Распределение глины в скважине PG 2410 и PG2412

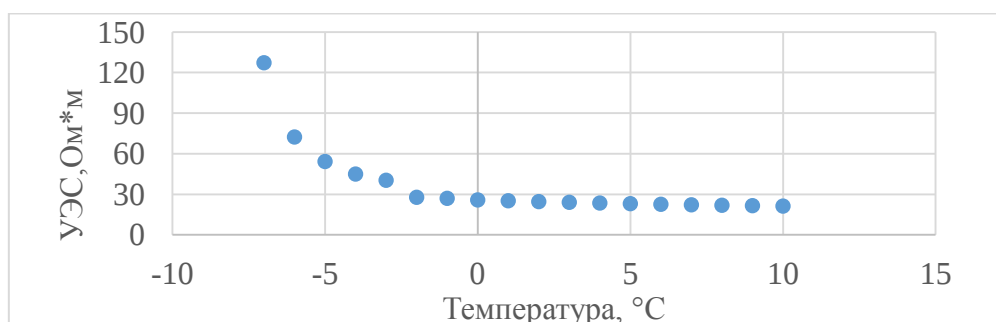


Рис. 6. Изменение УЭС образца PG2410-9 с глубины 10 м в процессе замораживания

В ходе эксперимента были выполнены ЯМР-измерения мерзлых грунтов скважины № 2410 при 0 °С и при –6 °С. Метод ЯМР позволил определить следующие свойства пород [2, 4]: общее водородосодержание (НI), которое зависит от литологии (содержания глинистой фракции); распределение по временам поперечной релаксации (T_2), соответствующее распределению пор по размерам; доли свободного (FFI), капиллярно-связанного (BVI) и глинисто-связанного (CBW) флюидов, зависящие от гранулометрического состава.

В таблице приведены основные ЯМР-характеристики исследуемых образцов.

ЯМР-характеристики образцов скважины № 2410

№ обр.	Литописание	HI, %		FFI, %		BVI, %		CBW, %	
		0 °C	–6 °C	0 °C	–6 °C	0 °C	–6 °C	0 °C	–6 °C
1	Иллит черный, включения органики	56,98	36,78	0,1	0,1	62,0	27,9	37,9	72
5	Иллит с включениями песка	44,40	33,43	0,3	0,5	7,8	0	91,9	99,5
9	Песок глинистый	44,81	43,42	0,2	0,2	46,1	41,2	53,7	58,6

Из таблицы видно, что при замораживании у образца 2410-1 водородосодержание уменьшается в 1,5 раза, в 2 раза уменьшается доля капиллярно-связанной воды, а доля глинисто-связанной воды увеличивается в 2 раза. Это означает, что часть воды, находящейся в образце замерзает, а часть переходит в прочно-связанное состояние. Для образца 2410-5 характерны те же изменения, но в меньшей степени. Замораживание образца 2410-9 не приводит к существенным изменениям его параметров, что свидетельствует о том, что в этом образце вода не замерзает.

На рис. 8 приведены спектры по временам поперечной релаксации образцов 2410-1 и 2410-9 при разных температурах.

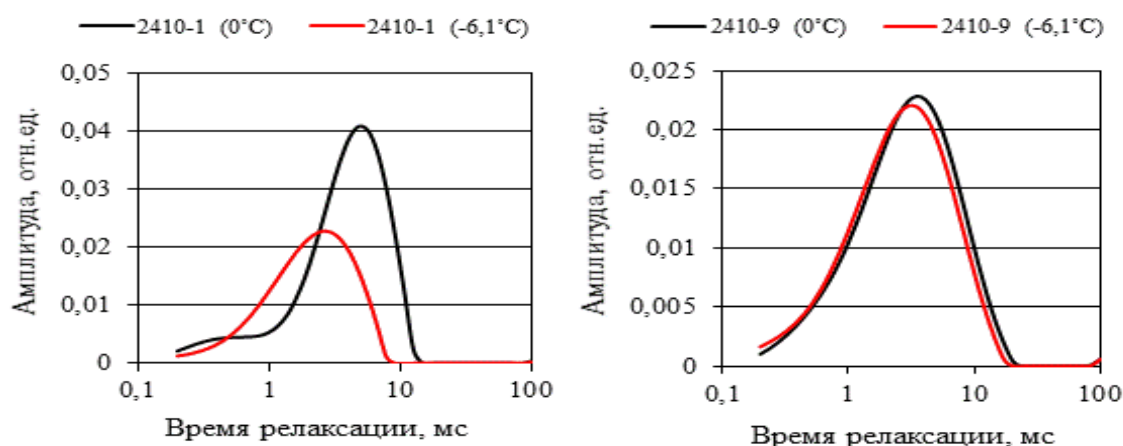


Рис. 7. Распределение по временам поперечной релаксации для образцов 2410-1 и 2410-9 при температурах 0 °C и -6 °C

Как видно из рис. 7, с понижением температуры образца 2410-1 амплитуда его спектра уменьшается в 1,9 раза, время релаксации – в 1,8 раза. Спектры времен релаксации образца 2410-9 при разной температуре практически одинаковы. Это свидетельствует, что состояние воды в порах не изменяется.

Изменения в образце 2410-1 можно объяснить большим водосодержанием (32 %), при котором часть воды находится в свободном состоянии и замерзает при охлаждении.

Результаты исследований петрофизических и электрофизических свойств образцов горных пород из скважин полуострова Быковский показывают:

1. Гранулометрический состав пород сильно изменяется с глубиной, что обуславливает изменчивость водосодержания и удельного электрического сопротивления;

2. Вода в образцах, кроме верхних слоев, находится в связанном состоянии и начинает замерзать при температуре ниже $-2,5^{\circ}\text{C}$, что подтверждается измерениями зависимости УЭС от температуры и данными ЯМР спектроскопии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Романовский Н. Н., Хуббертен Х. В., Гаврилов А. В., Тумской В. Е., Холодов А.Л. Вечная мерзлота Восточно-Сибирского арктического шельфа и прибрежных низменностей // Четвертичные обзоры науки. – 2004. – С. 1359–1369.
2. Шумскайте М. Й., Глинских В. Н. Экспериментальное исследование зависимости ЯМР-характеристик от удельной поверхности и удельного электрического сопротивления песчано-алевритоглинистых образцов // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 10. – С. 1911–1918.
3. Юнашева А. С., Голиков Н. А. Исследование температурной зависимости удельного электрического сопротивления мерзлых пород // Science. Research. Practice: тезисы Всерос. науч.-практ. конф. аспирантов и магистрантов. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2017. – С. 67–70.
4. Howard J. J. Quantitative estimates of porous media wettability from proton NMR measurements // Magnetic Resonance Imaging. – 1998. – Vol. 16. – № 5. – P. 529–533.

REFERENCES

1. Romanovskij N. N., Hubberten H. V., Gavrilov A. V., Tumskoj V. E., Holodov A.L. Vechnaya merzlota Vostochno-Sibirskogo arkticheskogo shel'fa i pribrezhnyh nizmennostej // Chetvertichnye obzory nauki. – 2004. – С. 1359–1369.
2. Shumskajte M. J., Glinskih V. N. Eksperimental'noe issledovanie zavisimosti YaMR-harakteristik ot udel'noj poverhnosti i udel'nogo elektricheskogo soprotivleniya peschano-alevritoglinistyh obrazcov // Geologiya i geofizika. – 2016. – Т. 57. – № 10. – S. 1911–1918.
3. Yunasheva A. S., Golikov N. A. Issledovanie temperaturnoj zavisimosti udel'nogo elektricheskogo soprotivleniya merzlyh porod // Science. Research. Practice: tezisy Vseros. nauch.-prakt. konf. aspirantov i magistrantov. – Novosibirsk : Izd-vo NGTU, 2017. – S. 67–70.
4. Howard J. J. Quantitative estimates of porous media wettability from proton NMR measurements // Magnetic Resonance Imaging. – 1998. – Vol. 16. – № 5. – P. 529–533.

© Н. А. Голиков, А. С. Юнашева, М. Й. Шумскайте, 2018

ТЕМПЕРАТУРНЫЕ ПРОЦЕССЫ НА ОБЪЕКТАХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ДЕЛЬТЕ РЕКИ ЛЕНЫ

Дмитрий Евгеньевич Аюнов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-03-99, e-mail: AyunovDE@ipgg.sbras.ru

Леонид Валерьевич Цибизов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел. (383)330-25-91, e-mail: TsibizovLV@ipgg.sbras.ru.

Сергей Алексеевич Казанцев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-25-91, e-mail: KazantsevSA@ipgg.sbras.ru.

Выявляются особенности годовых температурных вариаций в активном слое (сезонно-го промерзания-протаивания) участков, приуроченных к аласу и береговому уступу дельты р. Лены. Сопоставляются температурные разрезы слоя сезонных вариаций температуры на территории научно-исследовательской станции (НИС) «о. Самойловский» и в аласе (термокарстовой депрессии) о. Курунгнах.

Ключевые слова: температурный мониторинг, активный слой, Арктика, многолетне-мерзлые отложения, мерзлота, алас, ледовый комплекс, дельта р. Лены.

TEMPERATURE PROCESSES IN OBJECTS OF UPPER PERMAFROST OF LENA RIVER DELTA

Dmitry E. Ayunov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, phone: (383)333-03-99, e-mail: AyunovDE@ipgg.sbras.ru

Leonid V. Tsibizov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Researcher, phone: (383)330-03-99, e-mail: TsibizovLV@ipgg.sbras.ru

Sergey A. Kazantsev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, phone: (383)330-25-91, e-mail: KazantsevSA@ipgg.sbras.ru

The features of the annual temperature variations in the active layer of the sites confined to the alas and the coastal ledge of the delta are identified. Lena. Temperature profiles of the layer of seasonal temperature variations are compared on the territory of the science station «Samoilovsky» and in the alas on Kurungnah island.

Key words: temperature monitoring, active layer, Arctic, permafrost, alas, ice complex, delta of Lena river.

Геотермические исследования проводятся в рамках комплексных геолого-геофизических исследований ИНГГ СО РАН на арктической НИС «о. Самойловский» [Ельцов и др., 2015; Fague et al., 2016]. Основной группой задач температурных исследований в дельте р. Лены являлось установление характеристик годовых вариаций температуры верхней толщи многолетнемерзлых пород (ММП), определение направленности тепловых процессов в мерзлоте исследуемого района, выявление влияния отдельных морфологических структур на локальные процессы деградации или стабилизации мерзлоты.

Для установки длительных температурных наблюдений использовалась Автономная станция температурного мониторинга (АСТМ), разработанная в ИНГГ СО РАН [Казанцев, Дучков, 2008]. В качестве датчиков температуры в составе станции выбраны датчики DC18B20 (сертифицированные на территории России как средства измерения) со скорректированной градуировкой, позволяющей значительно повысить точность, заявленную производителем, до 0.1 °С. Мониторинг активного слоя осуществлялся системой из десяти датчиков, расположенных до глубины 100 см на кабеле КГ-ХЛ.

Мониторинг активного слоя на о. Курунгнах

Предшествующие исследования немецких коллег 1998–2011 гг. в районе [Voike et al., 2013] свидетельствуют, что сезонное оттаивание активного слоя начинается в начале-середине июня, к концу августа и середине сентября достигая максимума в среднем до глубины 49 см: «сухая тундра» оттаивает до 79 см, а «влажная» – до 61 см. При этом отмечается, что при обратном процессе замораживания оттаявшего слоя последней требуется больше времени на 14 дней, чем для первой.

В рамках комплексных исследований верхнего слоя мерзлоты региона [Tsibizov et al., 2016; Tsibizov, Rusalimova, 2017], с целью выявления особенностей процессов в активном слое в зависимости от различных геоморфологических условий, в 2016 г. на о. Курунгнах была расставлена сеть пунктов мало-глубинного температурного мониторинга.

Первым объектом являлся алас на юге острова, примыкающий к оз. Удачное. Здесь были установлены три станции: на дне аласа, на склоне и «фоновая», за пределами аласа (см. рис. 1, слева). По глубине протаивания, следуя описаниям Voike, можно сказать, что эти участки тундры демонстрируют поведение «сухой тундры». Наиболее сухой участок за пределами аласа, окруженный отрицательными формами рельефа, характеризуется максимальной глубиной протаивания до 72 см во второй половине августа. В то же время, максимум глубины оттаивания достигает 62 см и 63 см в пунктах «с2» и «с3» соответственно (рис. 2). Глубина сезонного протаивания в последнем пункте вызывает некоторое удивление, поскольку дно аласа следует отнести к «влажной тундре», где следовало бы ожидать относительно более низкую глубину сезонного протаивания по сравнению с «сухим» склоном и «фоновым» участком.

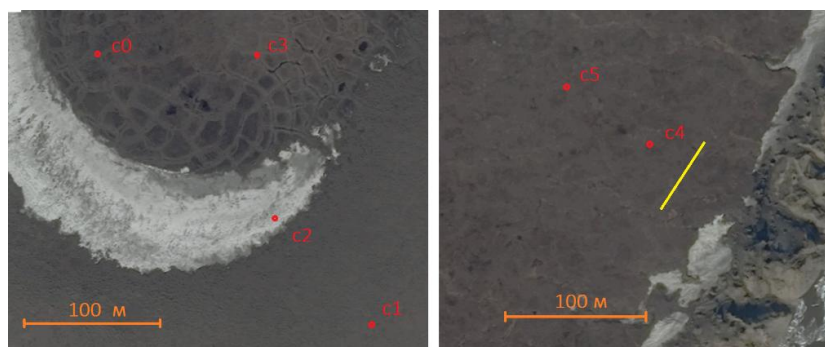


Рис. 1. Пункты температурного мониторинга на о. Курунгнах:
слева – алас; справа – ледовый комплекс (желтая линия – положение берегового уступа в 2016 г.)

Накопление на южном склоне аласа значительной массы снега значительно повышает температуру погребенной поверхности в зимний период до -12 градусов, тогда как температуры поверхности в пунктах «с1» и «с3» опускаются до температуры воздуха. Массы снега на склоне сдвигают время начала сезонного оттаивания, в 2017 г. – до второй половины июля, тогда как в двух других пунктах оттаивание началось в начале месяца.

Температурные наблюдения 2017 г. с момента начала сезонного промерзания в начале сентября показывают наличие погруженного талого слоя (рис. 2), существующего более 20 дней до момента его полного промерзания. По наблюдениям, на этих трех пунктах соединение нижней мерзлоты и области промерзания сверху произошло на глубине около 50 см в конце сентября. Какими факторами обусловлено наличие такого эффекта на одних участках и одновременное отсутствие на других (например, в пунктах «с4» и «с5») еще предстоит установить.

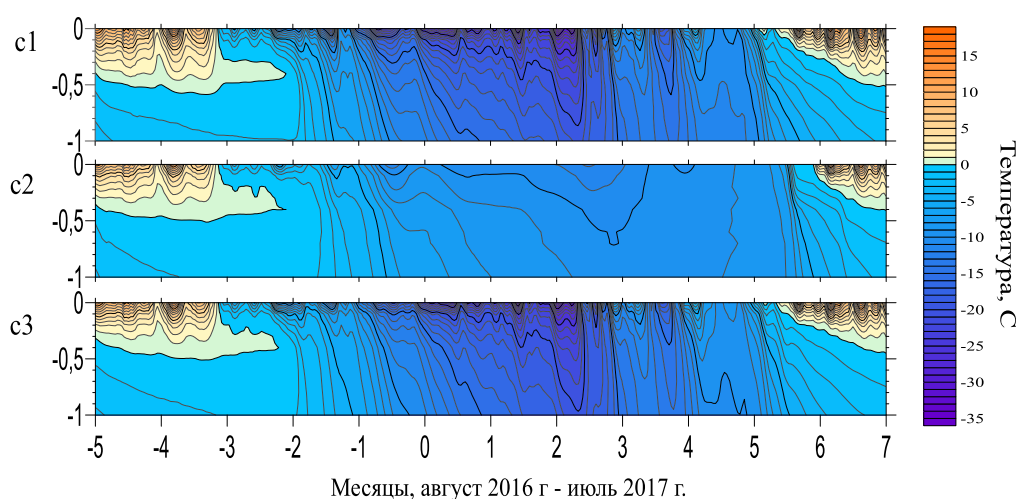


Рис. 2. Годовые вариации температуры в метровом слое
района аласа о. Курунгнах:

с1 – дно аласа; с2 – склон аласа; с3 – участок тундры вне аласа (см. рис. 1, слева)

Вторым объектом являлся ледовый комплекс на о. Курунгнах. Были установлены две малоглубинные температурные станции на расстоянии 25 и 100 м от берегового уступа (пункты «с4» и «с5» на рис. 1, справа) с целью выявления его влияния на прилегающую толщу мерзлоты. В целом, не выявляется каких-либо существенных различий в годовом температурном режиме удаленного от берегового уступа пункта (100 м) и непосредственно прилегающего к нему (25 м). Различие проявляется в глубине максимального протаивания: 52 см и 45 см для «с5» и «с4», соответственно. Как уже говорилось, на этом участке не наблюдается описанного эффекта погруженного талого слоя, как в пунктах «с1», «с2» и «с3» на аласе.

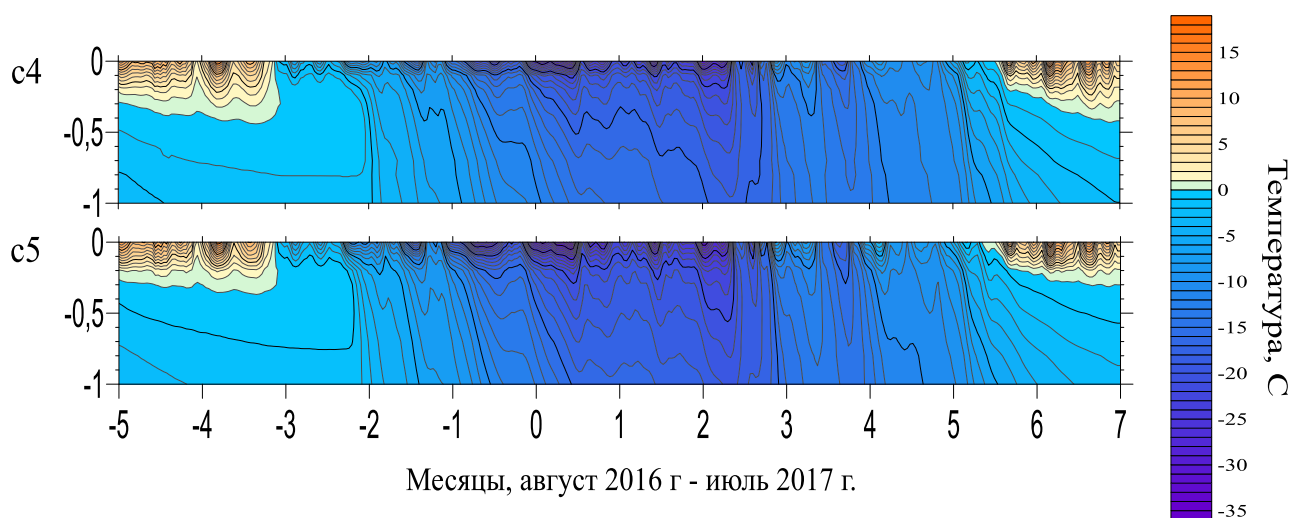


Рис. 3. Годовые вариации температуры в метровом слое в районе ледового комплекса о. Курунгнах:

с4 – пункт наблюдений в 25 м от берегового уступа; с5 – в 100 м от берегового уступа (см. рис. 1, справа)

Слой сезонных вариаций

Предшествующие измерения на о. Самойсловский [Voike et al., 2013] с 2006 по 2011 г. фиксировали среднегодовую температуру: в активном слое (на глубине 3 см) 8,4 °С, на 10,7 м – –8,6 °С и –8,9 °С на глубине 27 м. Здесь слой сезонных вариаций составляет около 20 м. На этой глубине годовые изменения температуры составляют не более 0,1 °С. За рассмотренный шестилетний период до 2011 г. наблюдался рост среднегодовой температуры: на 1,3 °С на глубине 10,7 м, на 0,4 °С – для 20,7 м.

Мониторинг температуры в двух скважинах на о. Самойловском и в аласе о. Курунгнах в 2015 г. (пункт «с0» на рис. 1, слева). позволяют сравнить эти данные. Видно значительное различие в тепловом состоянии двух разрезов (рис. 4.). Полученные данные за период май-август, к примеру, показывают проникновение зимней изотермы –8,5 °С до глубины 11,3 м, тогда как на терри-

тории НИС это значение составило 5,7 м (для изотермы $-9,0^{\circ}\text{C}$ эти глубины равны 8,4 и 4,8 м соответственно). При этом массив ММП о. Самойловский в целом холоднее, чем в аласе на о. Курунгнах: на 20 м разница составляет полградуса (соответственно $-8,7$ и $-8,2^{\circ}\text{C}$).

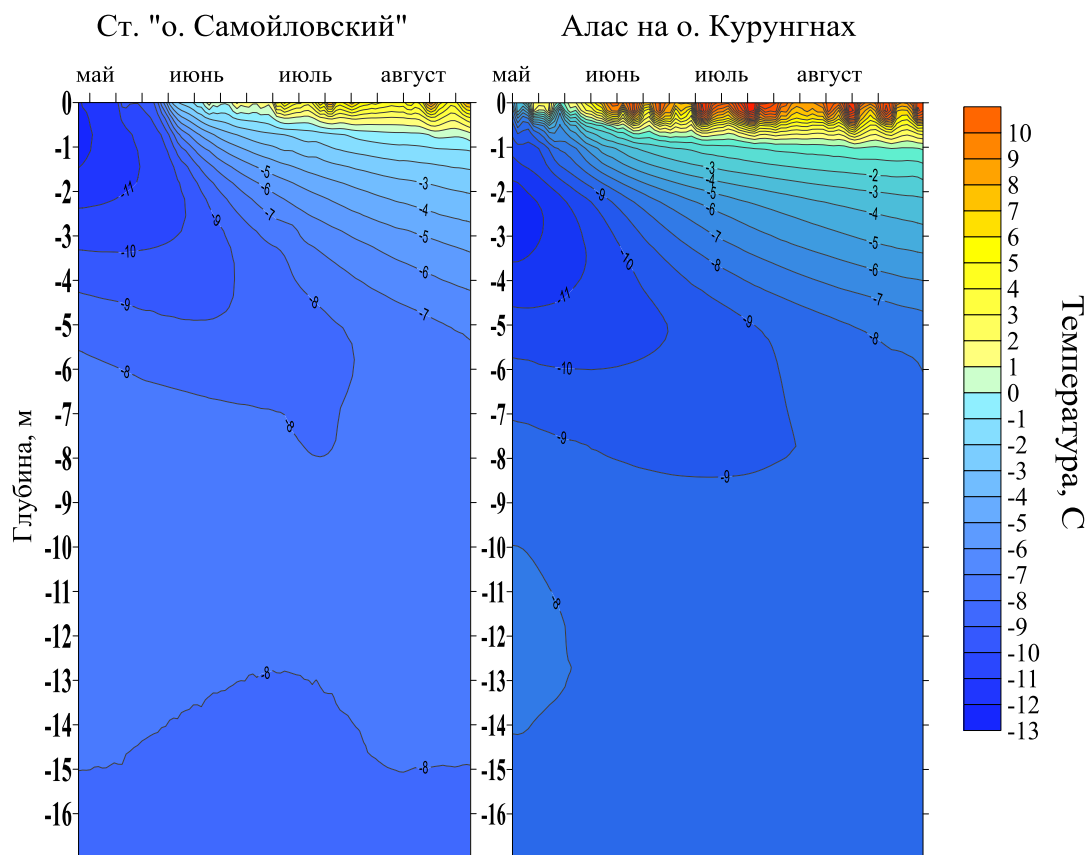


Рис. 4. Температуры слоя сезонных вариаций за весенне-летний период 2015 г. на территории НИС «о. Самойловский» и в аласе о. Курунгнах

После строительства НИС «о. Самойловский» в 2011–2012 гг. скважина, где велись многолетние температурные наблюдения немецкими исследователями, оказалась непосредственно на территории, где располагаются хозяйственные объекты станции. «Недостаточное» промораживание верхней толщи ММП на территории НИС может объясняться тем, что в зимний период постройки, выдающиеся на фоне относительно плоского рельефа тундры, способствуют аккумулярованию вокруг себя значительной массы снега, выступающего в зимний период теплоизолятором. Вследствие этого нарушается тепловое равновесие, типичное для открытых ровных участков тундры региона. Если на открытых участках ровной полигональной тундры (полигональная трещиноватость) мощность снежного покрова достигает 40–50 см в центре полигонов и 0–10 см на их краях [Voike et al., 2008], то на участках, прилегающих к станции, мощность снежного покрова к концу холодного периода составляет более 1 м.

Мы продолжаем наблюдать постепенное повышение температуры верхней толщи ММП. Зимняя изотерма $-8,5^{\circ}\text{C}$, идущая от поверхности, не сливается с нижней изотермой $-8,5^{\circ}\text{C}$, характеризующей нижнюю границу зоны сезонных вариаций температуры, т. е. летний тепловой «импульс» прогревает толщу ММП сильнее, чем ее охлаждает зимнее промораживание. Таким образом, к наблюдаемому за 2006–2011 гг. росту температур в скважине на о. Самойловском, обусловленному естественными процессами, с 2012 г. добавляется антропогенный фактор. Нарушения теплового равновесия в первых метрах мерзлоты в районе станции фиксируются и другими методами [Фадеев и др., 2015]. Совокупность факторов – значительный снежный покров возле станции, значительное количество талой влаги, а также прогрев поверхности грунта теплым воздухом из генераторного блока, – вызывает опасность возможной необратимой деградации грунта непосредственно на территории НИС.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ельцов И. Н., Каширцев В. А., Аюнов Д. Е., Фаге А. Н., Цибизов Л. В., Фадеев Д. И. Комплексные геолого-геофизические исследования на арктической научной станции НИС о. Самойловский в дельте р. Лена // Научный вестник Ямало-Ненецкого автономного округа. – 2015. – № 2. – С. 39–44.
2. Fague A. N., Fadeev D. I., Yeltsov I. N., Kashirtsev V. A., Ayunov D. E., Tsibizov L. V. Electrical resistivity tomography in Polar Regions, field data and high performance GPU-based 3D numerical modeling // XI. International Conference on Permafrost. Exploring Permafrost in a Future Earth (Potsdam, Germany, 20–24 June 2016): Book of Abstracts. – 2016. – С. 943–943.
3. Казанцев С. А., Дучков А. Д. Аппаратура для мониторинга температуры и измерения теплофизических свойств мерзлых и талых пород // Криогенные ресурсы полярных и горных регионов. Состояние и перспективы инженерного мерзлотоведения: материалы междунар. конф. – Тюмень : Институт криосферы Земли СО РАН, 2008. – С. 236–239.
4. Казанцев С. А. Повышение точности цифровых датчиков температуры DS18B20 // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2015. XI Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 3 т. (Новосибирск, 13–25 апреля 2015 г.). – Новосибирск : СГУГиТ, 2015. Т. 2. – С. 79–81.
5. Tsibizov L., Ayunov D., Semakov N., Dyadkov P., Pavlova D. Magnetic studies in Lena river delta: the results of 2014–2015 fieldworks and future plans // XI. International Conference on Permafrost. Exploring Permafrost in a Future Earth (Potsdam, Germany, 20–24 June 2016): Book of Abstracts. – 2016. – С. 969–969.
6. Tsibizov L., Rusalimova O. Magnetic imaging of the Kurungnakh Island ice complex upper layer structure, Lena Delta, Russia // Near Surface Geophysics. – 2017. – Т. 15. – № 5. – С. 527–532.
7. Boike J., Kattenstroth B., Abramova K. et al. Baseline characteristics of climate, permafrost, and land cover from a new permafrost observatory in the Lena River Delta, Siberia (1998–2011) // Biogeosciences. – 2013. – Vol. 10. – P. 2105–2128. doi:10.5194/bg-10-2105-2013.
8. Boike, J., Wille, C., and Abnizova, A.: Climatology and summer energy and water balance of polygonal tundra in the Lena River Delta, Siberia, J. Geophys. Res., 113, 03025, doi:10.1029/2007JG000540, 2008.
9. Фадеев Д. И., Аюнов Д. Е., Ельцов И. Н., Каширцев В. А., Фаге А. Н., Цибизов Л. В. Изучение влияния антропогенного воздействия на первые метры разрезов Арктической зоны [Электронный ресурс] // Geophysics 2015: 11th EAGE International Scientific and Practical

REFERENCES

1. El'cov I. N., Kashircev V. A., Ayunov D. E., Fage A. N., Cibizov L. V., Fadeev D. I. Kompleksnye geologo-geofizicheskie issledovaniya na arkticheskoy nauchnoj stancii NIS o. Samojlovskij v del'te r. Lena // Nauchnyj vestnik Yamalo-Nenetskogo avtonomnogo okruga. – 2015. – № 2. – С. 39–44.
2. Fage A. N., Fadeev D. I., Yeltsov I. N., Kashirtsev V. A., Ayunov D. E., Tsibizov L. V. Electrical resistivity tomography in Polar Regions, field data and high performance GPU-based 3D numerical modeling // XI. International Conference on Permafrost. Exploring Permafrost in a Future Earth (Potsdam, Germany, 20–24 June 2016): Book of Abstracts. – 2016. – С. 943–943.
3. Kazancev S. A., Duchkov A. D. Apparatura dlya monitoringa temperatury i izmereniya teplofizicheskikh svoystv merzlykh i talykh porod // Kriogennyye resursy polyarnykh i gornykh regionov. Sostoyanie i perspektivy inzhenernogo merzlotovedeniya: materialy mezhdunar. konf. – Tyumen': Institut kriosfery Zemli SO RAN, 2008. – С. 236–239.
4. Kazancev S. A. Povyshenie tochnosti cifrovyyh datchikov temperatury DS18B20 // Interekspo GEO-Sibir'-2015. XI Mezhdunar. nauch. kongr. (g. Novosibirsk, 13-25 aprelya 2015 g.): Mezhdunar. nauch. konf. \Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznykh iskopaemykh. Geoekologiya\": Sb. materialov v 3 t. – 2015. – T. 2. – С. 79–81.
5. Tsibizov L., Ayunov D., Semakov N., Dyadkov P., Pavlova D. Magnetic studies in Lena river delta: the results of 2014-2015 fieldworks and future plans // XI International Conference on Permafrost. Exploring Permafrost in a Future Earth (Potsdam, Germany, 20–24 June 2016): Book of Abstracts. – 2016. – С. 969–969.
6. Tsibizov L., Rusalimova O. Magnetic imaging of the Kurungnakh Island ice complex upper layer structure, Lena Delta, Russia // Near Surface Geophysics. – 2017. – T. 15. – № 5. – С. 527–532.
7. Boike J., Kattenstroth B., Abramova K. et al. Baseline characteristics of climate, permafrost, and land cover from a new permafrost observatory in the Lena River Delta, Siberia (1998–2011) // Biogeosciences. – 2013. – Vol. 10. – P. 2105–2128. doi:10.5194/bg-10-2105-2013.
8. Boike, J., Wille, C., and Abnizova, A.: Climatology and summer energy and water balance of polygonal tundra in the Lena River Delta, Siberia, J. Geophys. Res., 113, 03025, doi:10.1029/2007JG000540, 2008.
9. Fadeev D. I., Ayunov D. E., El'cov I. N., Kashircev V. A., Fage A. N., Cibizov L. V. Izucheniye vliyaniya antropogennogo vozdeystviya na pervye metry razrezov Arkticheskoy zony [Elektronnyj resurs] // Geophysics 2015: 11th EAGE International Scientific and Practical Conference and Exhibition on Engineering and Mining Geophysics (Gelendzhik; Russian Federation; 20–24 April 2015). – 2015. – С. 27.

© Д. Е. Аюнов, Л. В. Цибизов, С. А. Казанцев, 2018

ПРИМЕНЕНИЕ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ОБРАТНОЙ ЗАДАЧИ ВНУТРИТРУБНОЙ МАГНИТНОЙ ДЕФЕКТОСКОПИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Николай Николаевич Велькер

Новосибирский технологический центр компании «Бейкер Хьюз», 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Кутателадзе, 4А, научный сотрудник, тел. (383)232-94-43, e-mail: Nikolay.Velker@bakerhughes.com

Алексей Владимирович Бондаренко

Новосибирский технологический центр компании «Бейкер Хьюз», 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Кутателадзе, 4А, кандидат физико-математических наук, научный сотрудник, тел. (383)232-94-43, e-mail: Alexey.Bondarenko@bakerhughes.com

Александр Сергеевич Вершинин

Новосибирский технологический центр компании «Бейкер Хьюз», 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Кутателадзе, 4А, кандидат технических наук, научный сотрудник, тел. (383)232-94-43, e-mail: Alexander.Vershinin@bakerhughes.com

Юлий Александрович Дашевский

Новосибирский технологический центр компании «Бейкер Хьюз», 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Кутателадзе, 4А, доктор физико-математических наук, директор, тел. (383)332-94-43, доп. 102, e-mail: Yuliy.Dashevsky@bakerhughes.com

В процессе эксплуатации газо- и нефтепроводы подвергаются коррозии, что приводит к возникновению дефектов на внутренней и внешней поверхностях трубопровода. В статье рассматривается решение обратной задачи восстановления профилей коррозионных дефектов по магнитным полям рассеяния. Для решения задачи используется машинное обучение на базе синтетических данных, сгенерированных методом конечно-элементного моделирования. Полученная точность определения максимальной глубины дефекта составляет 8 % от толщины стенки трубопровода.

Ключевые слова: трубопровод, дефект, магнитное поле рассеяния, нейронные сети.

APPLICATION OF NEURAL NETWORKS FOR SOLVING THE INVERSE PROBLEM IN MAGNETIC PIPELINE INSPECTION

Nikolay N. Velker

Baker Hughes' Novosibirsk Technology Center, 4A, Kutateladze St., Novosibirsk, 630090, Russia, Researcher, phone: (383)232-94-43, e-mail: Nikolay.Velker@bakerhughes.com

Alexey V. Bondarenko

Baker Hughes' Novosibirsk Technology Center, 4A, Kutateladze St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Researcher, phone: (383)232-94-43, e-mail: Alexey.Bondarenko@bakerhughes.com

Alexander S. Vershinin

Baker Hughes' Novosibirsk Technology Center, 4A, Kutateladze St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Researcher, phone: (383)232-94-43, e-mail: Alexander.Vershinin@bakerhughes.com

Yuliy A. Dashevsky

Baker Hughes' Novosibirsk Technology Center, 4A, Kutateladze St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Director, phone: (383)232-94-43, extension 102, e-mail: Yuliy.Dashevsky@bakerhughes.com

While in operation, gas and oil pipelines are subject to corrosion, leading to defects on the pipe's inner and outer surfaces. This paper considers solving the inverse problem of main – pipeline defect profile restoration from magnetic flux leakage (MFL) using the machine learning technique with FEM-generated synthetic data. The obtained results enable concluding that the application of neural networks provides an estimation accuracy of $\sigma_h = 8 \%$ in the defect depth.

Key words: pipeline, defect, magnetic flux leakage (MFL), neural network.

Одной из важных задач трубопроводного транспорта является сохранение его герметичности. Подземные газо- и нефтепроводы подвержены как внешней, так и внутренней коррозии, поэтому есть необходимость осуществлять систематический мониторинг состояния трубопроводов без их вскрытия. Эта задача решается при использовании современных методов и средств внутритрубной диагностики [1, 2]. Данные методы позволяют определять параметры дефектов (размеры, максимальную глубину и форму профиля), которые впоследствии используются при расчете остаточной прочности газопровода. При этом остаточная прочность трубопровода в месте дефекта в наибольшей степени определяется соотношением между максимальной глубиной дефекта и толщиной стенки.

В настоящее время существует несколько методов обнаружения и восстановления профиля поверхности дефекта трубопроводов, такие как ультразвуковой, магнитный и др. [3–5]. Магнитный метод можно условно разделить по типу намагничивания стенки трубы: переменным током, постоянным током и постоянным магнитом [6].

Магнитный метод диагностики использует ферромагнитные свойства углеродистой стали, из которой, как правило, изготавливают трубопроводы. Измерительный комплекс намагничивает стенку трубопровода и измеряет магнитные поля вблизи нее, используя датчики магнитного поля (как правило, датчики Холла). В качестве примера на рис. 1 показана фотография измерительного комплекса GEMINI [7].



Рис. 1. Фотография измерительного комплекса GEMINI [7]

В случае отсутствия дефектов величина магнитного поля постоянна вдоль стенки газопровода, а при наличии дефекта возникает искажение магнитного поля вдоль стенки трубопровода (рис. 2). Таким образом, измеренные магнитные поля позволяют определить как положение, так и глубину, и профиль поверхности дефекта.

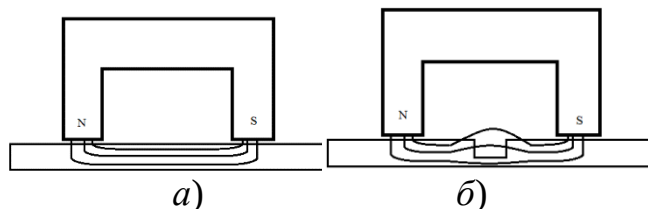


Рис. 2. Линии магнитного поля при наличии дефекта (а) и без дефекта (б)

Рассмотрим дефектоскоп, осуществляющий диагностику трубопровода диаметром 1,4 м и толщиной стенки 12 мм. Дефектоскоп имеет продольно расположенные постоянные магниты, обеспечивающие магнитное поле 10 кА/м вдоль трубы. Датчики Холла, расположенные на расстоянии 3,5 мм от стенки трубы, с шагом 3 мм вдоль стенки трубопровода регистрируют изменение магнитного поля. Дефектоскоп помещается в действующий трубопровод и под силой потока движется в нем, одновременно регистрируя сигналы с датчиков.

Таким образом, измеренные сигналы представляют собой значения магнитных полей в трубопроводе с шагом 3 мм, как по радиальной составляющей, так и вдоль трубопровода.

Экстремумы измеренных сигналов позволяют локализовать положение дефектов, а для восстановления его глубины и профиля необходимо решать соответствующую обратную задачу. Данная задача решалась в предположении, что размер дефекта много меньше расстояния между дефектами (использовалось приближение одиночного дефекта), а также в приближении плоской геометрии (рис. 3).

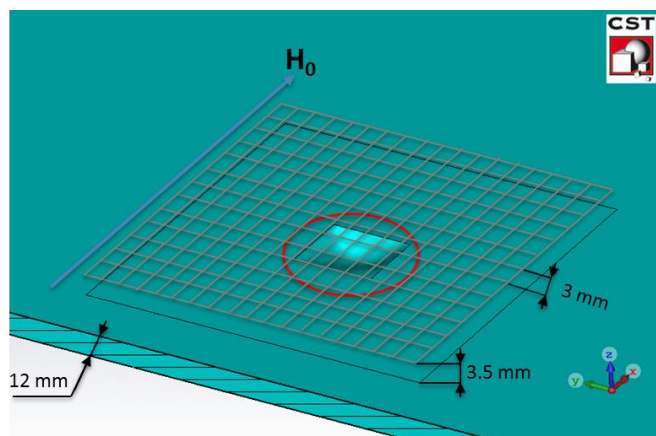


Рис. 3. Модель дефекта в приближении плоской геометрии

Диапазон параметров дефекта, использованный при решении обратной задачи, следующий:

- глубина ($h = 0.5 \div 11$ мм);
- длина ($L = 2 \div 82$ мм);
- ширина ($W = 2 \div 82$ мм);
- положение максимальной глубины дефекта относительно его геометрического центра ($-L/3 < x_0 < L/3$; $-W/3 < y_0 < W/3$).

Как правило, дефекты, возникающие вследствие коррозии, имеют гладкую чашеобразную форму, поэтому для описания формы дефекта целесообразно использовать дробно-рациональную функцию (1).

$$f(x, y) = \frac{a_0 + a_1x + a_2x^2 + a_3x^3 + a_4x^4}{b_0 + b_1x + b_2x^2 + b_3x^3 + b_4x^4} \cdot \frac{c_0 + c_1y + c_2y^2 + c_3y^3 + c_4y^4}{d_0 + d_1y + d_2y^2 + d_3y^3 + d_4y^4}, \quad (1)$$

где a_i, b_i, c_i, d_i – коэффициенты, которые зависят от параметров дефекта: длины (L), ширины (W), глубины (h) и смещения минимума относительно центра дефекта по оси Ox и по оси Oy (x_0, y_0). Выбор указанной функции для описания формы дефекта обусловлен тем, что при корректном подборе коэффициентов a_i, b_i, c_i, d_i она обладает только одним экстремумом (минимумом), положение которого может варьироваться в заданном диапазоне.

Пример функции $f(x, y)$ приведен на рис. 4.

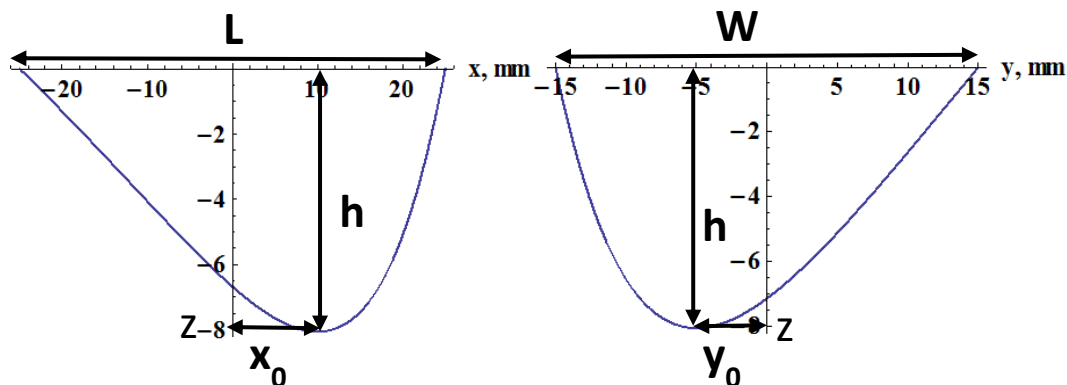


Рис. 4. Сечение профиля дефекта плоскостями XZ и YZ

Характерное поле рассеяния H_x над рассмотренными дефектами показано на рис. 5 и 6, при внешнем поле $H_0 = 10$ кА/м, ориентированном вдоль оси Ox .

Для решения обратной задачи зависимость параметров дефекта (длина (L), ширина (W), глубины (h) и положение максимальной глубины относительно центра дефекта по оси X и по оси Y (x_0, y_0)) интерполировалась искусственной нейронной сетью [7, 8] (ИНС). Выбор метода обусловлен высокой эффективностью данного типа алгоритмов в задачах прогнозирования, идентификации, аппроксимации и т. д. Для решения нашей задачи была выбрана трехслойная

архитектура ИНС, включающая 12:10:8 нейронов на каждом следующем слое соответственно. Входными параметрами являются: значения полей в продольном и поперечном сечении через точку максимального поля и интегральные характеристики поля рассеяния (132 значения). Выходными данными являются 5 параметров дефекта (глубина, длина, ширина, координаты минимума).

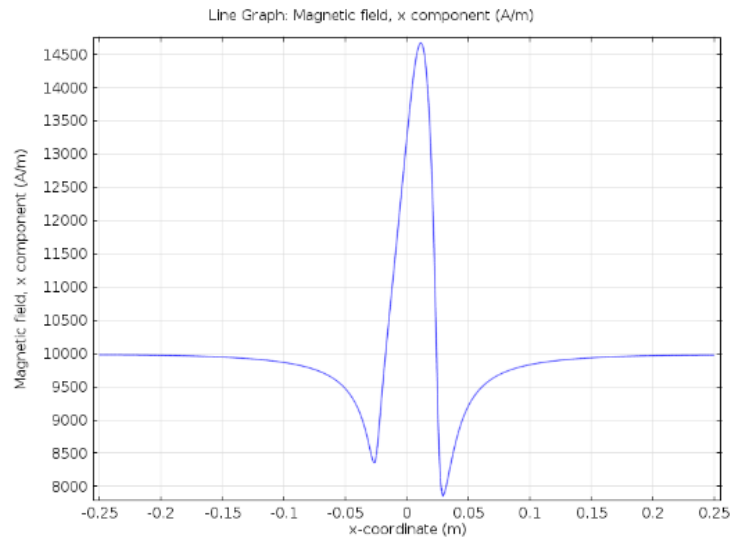


Рис. 5. Поле рассеяния H_x вдоль дефекта на оси Ox

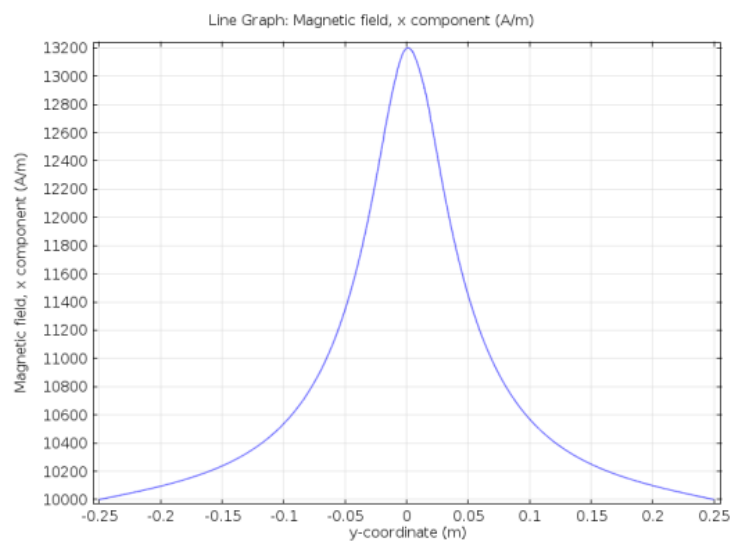
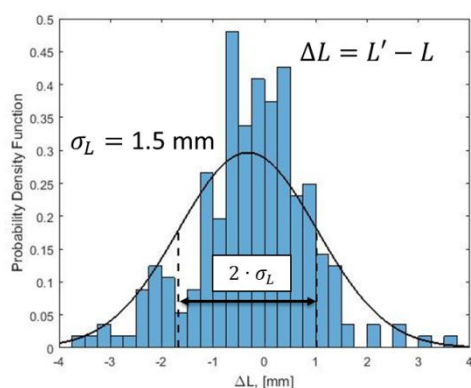


Рис. 6. Поля рассеяния H_x поперек дефекта на оси Oy

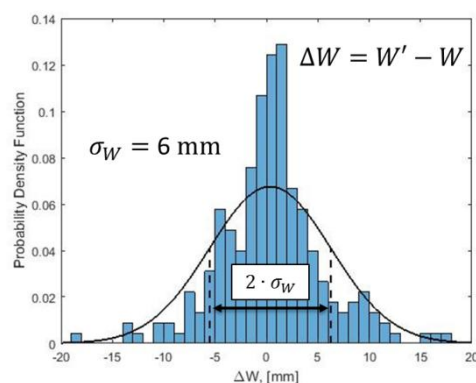
Для обучения нейронной сети [9, 10] необходима база данных, содержащая параметры дефекта и значения полей рассеяния. Расчеты полей рассеяния выполнялись в магнитостатическом приближении с учетом магнитного насыщения стенки трубопровода. Моделирование проводилось в среде CST EM Studio с использованием кластера. В результате была рассчитана база данных, содержащая 1 500 наборов параметров дефектов и соответствующие поля рассеяния над дефектом.

Из полученной базы данных для обучения ИНС были использованы 1 275 дефектов. Тестирование ИНС проводилось на остальных 225 дефектах.

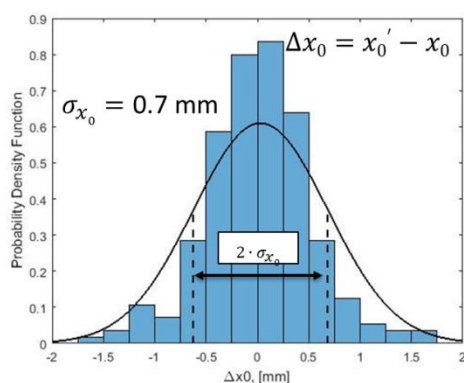
Тестирование нейронной сети проводилось с использованием как точных значений магнитных полей рассеяния, так и зашумленных (чтобы оценить влияние погрешности). Среднеквадратичная величина добавленного шума составила 0,85 % от величины поля, что соответствует точности измерений магнитных полей дефектоскопом. Сравнение погрешности определения параметра дефекта по точным значениям полей и по зашумленным полям приведены в таблице. Гистограммы, описывающие погрешность определения параметров дефекта из зашумленных полей, приведены на рис. 7.



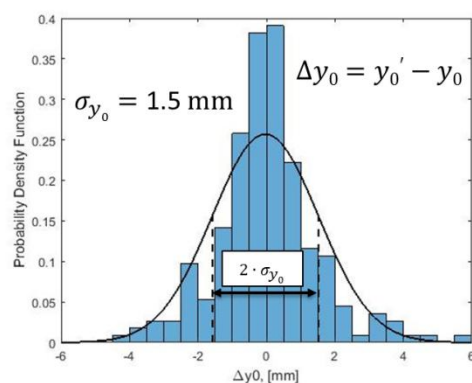
(a) Длина



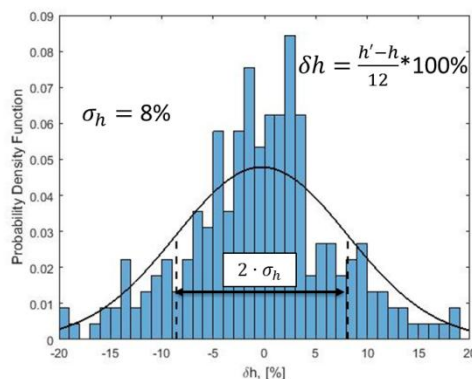
(b) Ширина



(c) Положение минимума по оси X



(d) Положение минимума по оси Y



(e) Глубина

Рис. 7. Погрешность определения параметров дефекта

Среднеквадратичная погрешность определения параметров дефекта

Параметр	Зашумленные данные	Незашумленные данные
σ_h	8 %	4,3 %
σ_L	1,5 мм	1 мм
σ_W	6 мм	2 мм
σ_{X0}	0,7 мм	0,5 мм
σ_{Y0}	1,5 мм	1 мм

Рассмотренный в данной работе метод определения профиля поверхности дефекта с использованием ИНС позволяет многократно сократить время обработки сигналов. Время построения одного профиля составляет ~20 мкс. Также данный метод позволяет определить глубину дефекта с точностью 8 % от толщины стенки газопровода, длину и ширину – с точностью 1,5 мм и 6 мм, а положение минимума – с точностью 1,5 мм. При этом неточность определения параметров дефекта в основном вызвана погрешностью при измерении магнитных полей рассеяния.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Development of a magnetic sensor for detection and sizing of internal pipeline corrosion defects / N. B. S. Gloria, M. C. L. Areiza, I. V. J. Miranda, J. M. A. Rebello. – NDT International, 2009. – Vol. 42(8). – P. 669–677.
2. Sizing of 3-D arbitrary defects using magnetic flux leakage measurements / M. Ravan, R. K. Amineh, S. Koziel et al. – IEEE transactions on magnetics, 2010. – Vol. 46(4). – P. 1024–1033.
3. Blitz J. Electrical and magnetic methods of non-destructive testing. – Springer Science & Business Media, 2012. – Vol. 3.
4. Revie R.W. Oil and gas pipelines: integrity and safety handbook. – John Wiley & Sons, 2015.
5. Orazem M. Underground pipeline corrosion. – Elsevier, 2014. – Vol. 63.
6. Mandal K., Atherton D. L. A study of magnetic flux-leakage signals // Journal of Physics D: Applied Physics. – 1998. – Vol. 31, N 22. – P. 3211–3217.
7. URL: <https://www.bakerhughes.com/products-and-services/process-and-pipeline-services/pipeline-services/pipeline-inspection-services/gemini-mfl-and-caliper-pipeline-inspection>
8. Murphy K. P. Machine Learning: A Probabilistic Perspective. – Cambridge, Massachusetts: The MIT Press, 2012.
9. Characterization of gas pipeline inspection signals using wavelet basis function neural networks / K. Hwang, S. Mandayam, S. S. Udpa et al. – NDT International, 2000. – Vol. 33(8). – P. 531–545.
10. Hagan M. T., Demuth H. B., Beale M. H., Neural network design. – Boston : Pws Pub., 1996. – Vol. 20.

Н. Н. Велькер, А. В. Бондаренко, А. С. Вершинин, Ю. А. Дашевский, 2018

ГЛУБИННОЕ СТРОЕНИЕ В ЗОНЕ СОЛЕНОСНОГО КУПОЛА ПО ДАННЫМ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ СТАНОВЛЕНИЕМ ПОЛЯ (ЗС)

Сергей Михайлович Бабушкин

Сейсмологический филиал Федерального исследовательского центра «Единая геофизическая служба Российской академии наук», 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, заместитель директора филиала, тел. (383)333-32-28, e-mail: bab@gs.sbras.ru

Нина Николаевна Неведрова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент, тел. (913)890-26-45, e-mail: NevedrovaNN@ipgg.sbras.ru

В статье представлены результаты исследований, направленных на выявление особенностей глубинного геоэлектрического строения зоны соляно-купольной тектоники и связанных с ней деструктивных процессов в верхней части геологического массива. Геоэлектрическое строение кровли соленосного купола и массива надсолевых горных пород с повышенным значением удельного электрического сопротивления (УЭС) до глубин порядка 500 м получено методом электромагнитного зондирования становлением поля (ЗС). Выявлено соотношение структуры свода купола и надсолевых отложений.

Ключевые слова: геоэлектрическое строение, зондирование становлением электромагнитного поля (ЗС), электромагнитные зондирования с контролируемым источником.

DEEP STRUCTURES IN THE ZONE OF THE SALIFEROUS DOME ACCORDING TO TRANSIENT ELECTROMAGNETIC METHOD

Sergey M. Babushkin

Seismological Branch of Federal Research Center Geophysical of RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Deputy Director, phone: (383)333-32-28, e-mail: bab@gs.sbras.ru

Nina N. Nevedrova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Leading Researcher; Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Associate Professor, phone: (913)890-26-45, e-mail: NevedrovaNN@ipgg.sbras.ru

Results of the research directed to identification of features of a deep geoelectric structure of a zone of hydrochloric and dome tectonics, and related the destructive processes in an upper of the geological massif are presented in article. The geoelectric structure of a roof of a saliferous dome and the massif of the oversaline rocks with the increased value of the electrical resistivity up to the depths about 500 meters is received by transient electromagnetic method (TEM). The ratio of structure of the arch of a dome, and the oversaline deposits is revealed.

Key words: geoelectric structure; transient electromagnetic method; EM soundings with controlled source.

Измерения методом ЗС проведены по двум ортогональным профилям, пересекающим участок с суффозионно-просадочными проявлениями. Цель работ – построение геоэлектрических разрезов, определение зон и направлений инфильтрации осадков и стоковых вод.

Измерения по профилям выполнены в 13 физических точках (пикетах) с использованием соосной установки, параметры которой выбраны по результатам математического моделирования и проведенных на участке опытно-методических работ (рис. 1) [1].

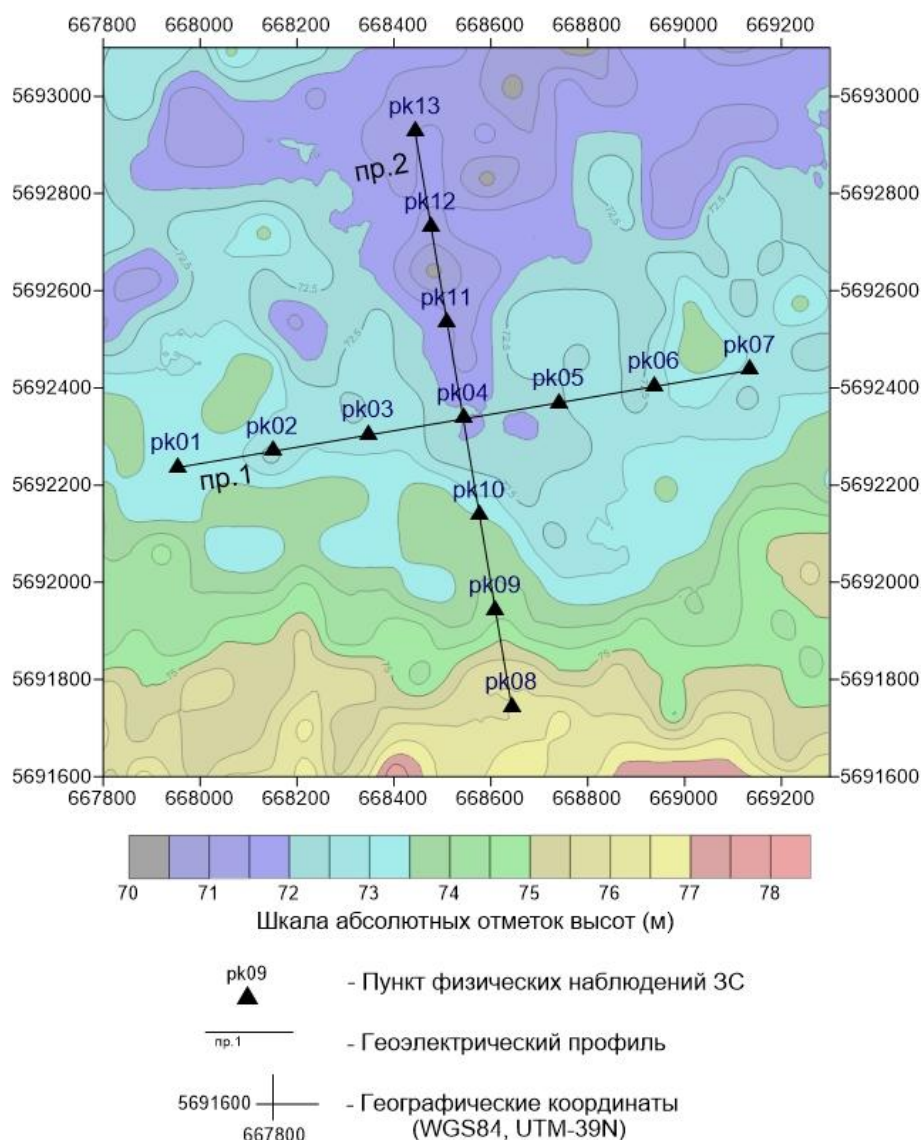


Рис. 1. Схема размещения профилей и пунктов ЗС на карте рельефа дневной поверхности

Размер генераторной петли составлял 200×200 м, приемной – 100×100 м, генераторные петли раскладывались сторона к стороне, шаг по профилю был равен 200 м (рис. 1).

Широтный профиль ПР 1

Сборка геоэлектрических моделей, полученных по данным ЗС профиля ПР 1 субширотного простирания, приведена на рис. 2.

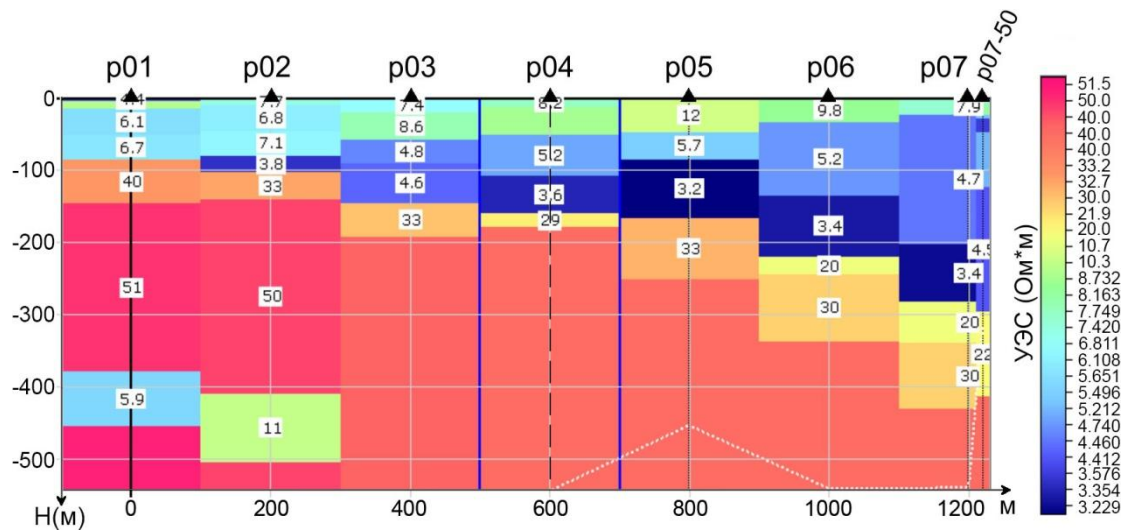


Рис. 2. Геоэлектрические модели для профиля ПР 1 (пикеты ПК1-ПК 7)

Двухмерный геоэлектрический разрез по профилю ПР 1 построен на основе профильной интерпретации данных ЗС пикетов ПК 1 – ПК 7 (рис. 3).

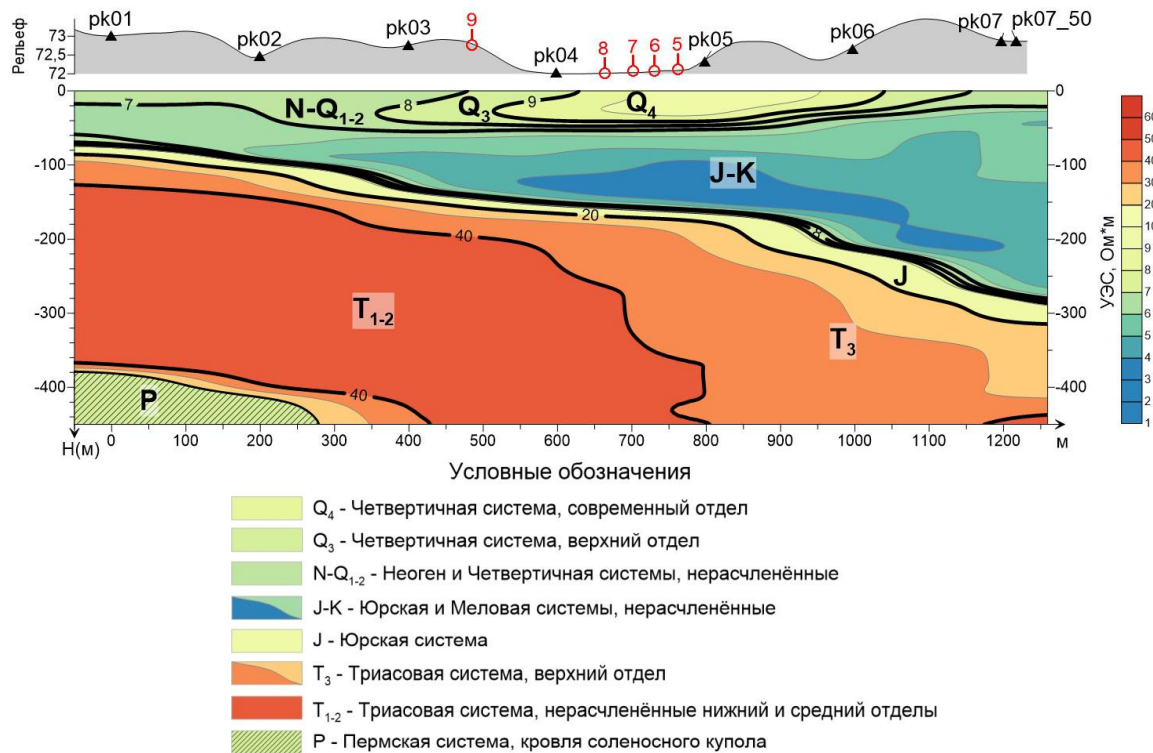


Рис. 3. Геоэлектрический разрез с рельефом местности по профилю ПР 1 и размещением суффозионных воронок

Интерпретация выполнена с помощью программных комплексов одномерной интерпретации EMS (ИНГГ СО РАН); ZondTEM1D, [2, 3]).

В ходе одномерной интерпретации данных ЗС была выбрана шестислойная модель с ее усложнением до семислойной в пикетах ПК 1 и ПК 2. Появление низкоомного интервала вначале разреза по профилю ПР 1 на глубинах 400–500 м обусловлено наличием проводящего горизонта в кровле соленосного купола.

На геоэлектрическом разрезе четко выражена тенденция погружения кровли горизонта с повышенным значением УЭС до 20–50 Ом·м (красно-коричневый цвет) в восточном направлении. Горизонт представлен, по геологическим данным, уплотненными породами глинистой фракции триасового возраста (Т), и его кровля выделяется на глубине в 80 м в западной части разреза с погружением до 300 м в его восточной части. На нем согласно залегают более низкоомные горизонты с УЭС в интервале 3,2–5,7–6,0 Ом·м, которые можно отнести к породам меловой (К) и юрской (J) систем. Данные геоэлектрические горизонты сложены породами глинистых и известняковых фракций с высоким уровнем минерализации, их мощность возрастает с первых метров в районе пикета ПК 2 до 250 м и более в ПК 7.

Приповерхностные горизонты с УЭС 6,1–7,0–12,0 Ом·м относятся к неоген (N) четвертичным (Q) отложениям. Мощность этих отложений в районе ПР 1 изменяется от значений ~ 80 м в районе ПК 1 западной части профиля до 20–25 м в его восточной части (ПК 7).

Суффозионные провалы грунта наблюдаются на профиле между ПК 4 и ПК 5. Как видно по геоэлектрическим моделям (рис. 2), значения УЭС четвертичных отложений на этом отрезке профиля достигает 12 Ом·м, что является аномальным для УЭС верхней части разреза.

Меридиальный профиль ПР 2

Сборка геоэлектрических моделей, полученных для пунктов ЗС по профилю ПР 2 меридионального простирания, приведена на рис. 4.

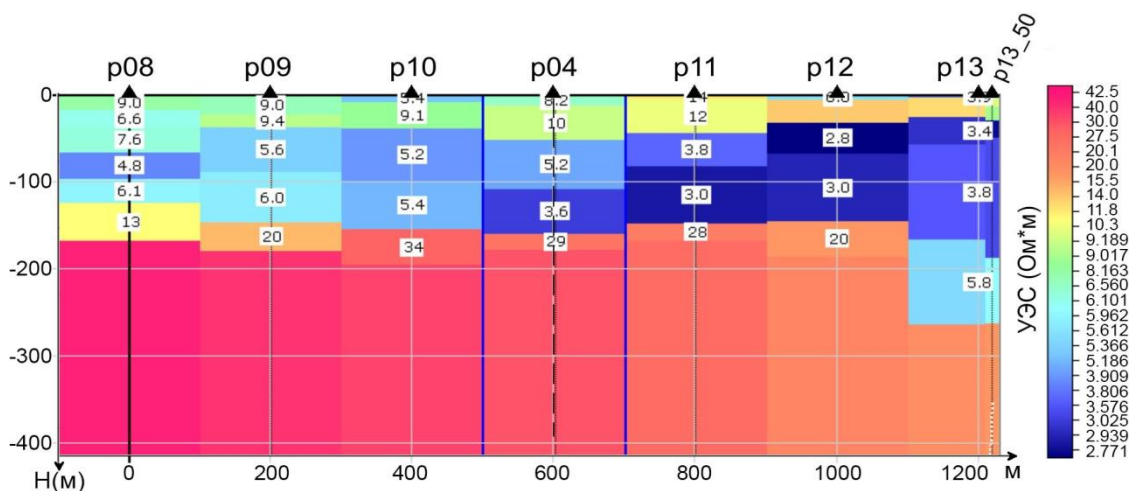


Рис. 4. Геоэлектрические модели для профиля ПР 2 (пикеты ПК 8 – ПК 13)

Двухмерный геоэлектрический разрез профиля ПР 2 получен также на основе профильной интерпретации данных ЗС пикетов ПК 8 – ПК 13. На рис. 5 приведен геоэлектрический разрез с рельефом дневной поверхности по линии профиля, соотношение масштабов рельефа по вертикали и латерали составляет 1 : 30.

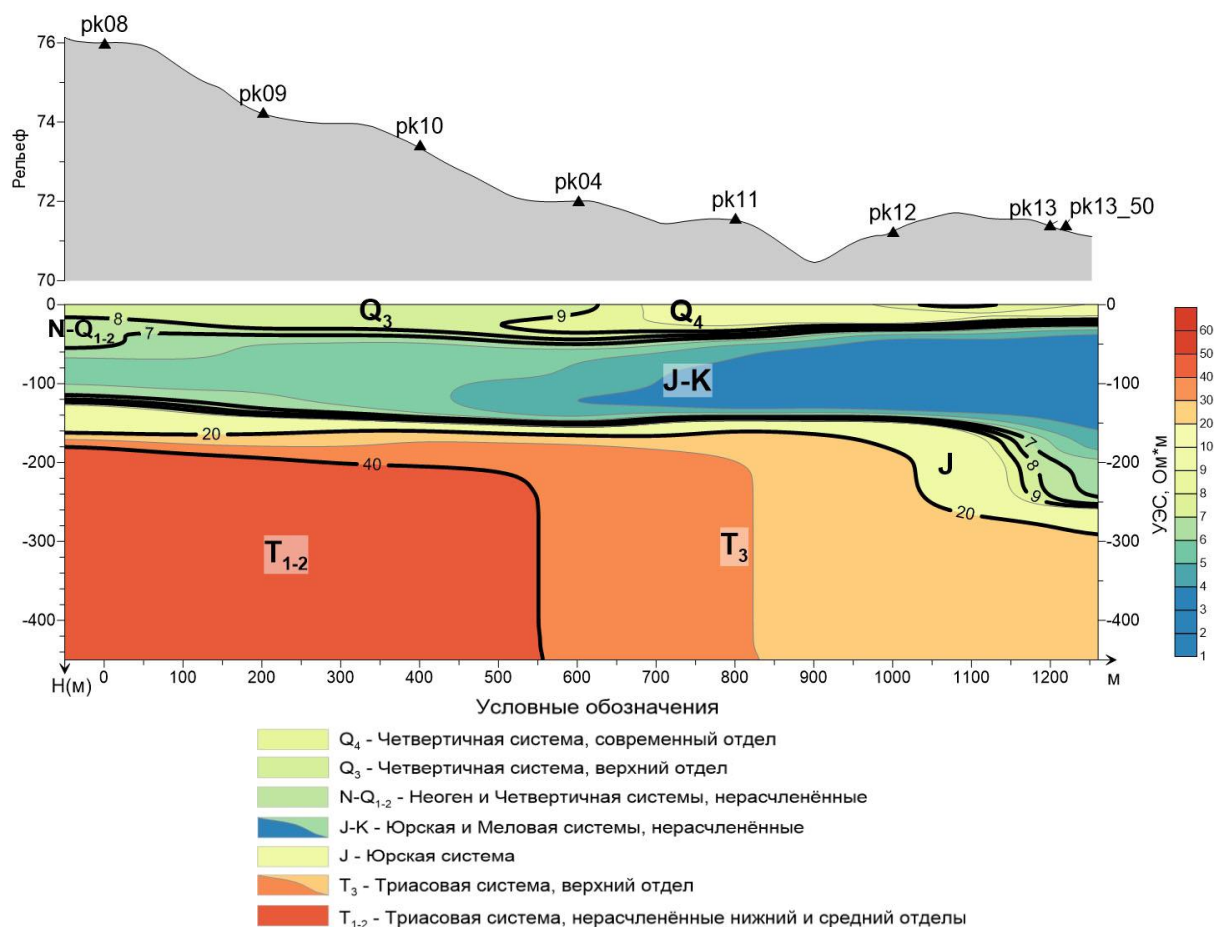


Рис. 5. Геоэлектрический разрез с рельефом местности по профилю ПР 2

Нижний геоэлектрический горизонт со значениями УЭС в 20–50 Ом·м соответствует кровле триаса, которая залегает на глубинах ~ 160 м вплоть до пикета ПК 12 с последующим резким погружением до глубин в 300 м.

Низкоомные горизонты со значениями УЭС в интервале 2,8–6,1 Ом·м отнесены к юрской (J) и меловой (K) системам. Эти геоэлектрические горизонты сложены породами глинистых и известняковых фракций с высоким уровнем минерализации, их мощность выдержана в интервале пикетов ПК 8–ПК 12 и составляет до 80–110 м. В районе ПК 13 так же, как и для нижнего горизонта, наблюдается резкое увеличение мощности до значений в 200–210 м.

Приповерхностные горизонты с УЭС в интервалах 7,6–9,0–14,0 Ом·м относятся к неоген-четвертичным отложениям. Мощность этих отложений в интервале пикетов ПР 8–ПК 11 составляет 60–80 м. В районе пикетов ПК 12–ПК 13 в северной части профиля мощность горизонта значительно уменьшается, до значений в 25–30 м.

Выводы

Проведены профильные электромагнитные зондирования методом ЗС. По данным этого метода определены геоэлектрические параметры разреза до глубин опорного геоэлектрического горизонта с повышенными значениями УЭС. По геологическим данным горизонт отнесен к породам триасового (Т) возраста. В районе пикетов ПК 1 и ПК 2 субширотного профиля на глубинах 380–500 м выделены низкоомные породы, слагающие верхнюю часть соленосного купола.

По материалам электроразведочных работ методом ЗС установлено, что триасовые отложения в пределах склона соляного купола в структурном плане представляют собой моноклираль, воздымающуюся к западу и северо-западу.

Юрский структурный план унаследован от триаса и также характеризуется моноклиральным воздыманием пластов. Кровля юрских отложений повторяет в общих чертах структуру кровли триаса.

Нерасчлененные отложения юрской и меловой систем развиты в восточной части участка работ.

Неоген-четвертичный комплекс залегает с несогласием на всех отложениях, слагающих солянокупольные структуры. Относительно большой разброс значений УЭС данного комплекса пород свидетельствует как о неоднородности его состава, так и о разном уровне засоленности.

Моноклиральное залегания пород, подстилающих неоген-четвертичный комплекс, определяет основное направление сброса инфильтрации осадков и стоковых вод, которое происходит в восточном направлении.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Методические рекомендации по электромагнитной разведке повышенной разрешенности методом становления поля с использованием многократных перекрытий / В. В. Тикшаев, В. А. Глечиков и др. – Саратов : НВНИИГТ, 1989. – 102 с.
2. Система интерпретации данных зондирования методом переходных процессов EMS / О. Г. Хабинов, И. А. Чалов, А. А. Власов, Е. Ю. Антонов // ГЕО-Сибирь-2009. V Междунар. науч. конгр. : сб. материалов в 6 т. (Новосибирск, 20–24 апреля 2009 г.). – Новосибирск : СГГА, 2009. Т. 2. – С. 108–113.
3. Каминский А. Е. Программа ZondTEM1D [Электронный ресурс]. – URL: <http://zond-geo.ru> (дата обращения – 01.03.2018).

REFERENCES

1. Metodicheskie rekomendacii po jelektromagnitnoj razvedke povyshennoj razreshennosti metodom stanovlenija polja s ispol'zovaniem mnogokratnyh perekrytij / V. V. Tikshaev, V. A. Glechikov i dr. – Saratov : NVNIIGT, 1989. – 102 s.
2. Sistema interpretacii dannyh zondirovanij metodom perehodnyh processov EMS / O. G. Habinov, I. A. Chalov, A. A. Vlasov, E. Ju. Antonov // GEO-Sibir'-2009: sb. mater. V Mezhdunarodnogo nauchnogo kongressa. – Novosibirsk, 2009. – S. 108–113.
3. Kaminskij A. E. Programma ZondTEM1D [Jelektronnyj resurs]. – URL: <http://zond-geo.ru> (data obrashhenija – 01.03.2018).

© С. М. Бабушкин, Н. Н. Неведрова, 2018

ДИНАМИЧЕСКИЕ КОЛЕБАНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СООРУЖЕНИЯ САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС, ВЫЗВАННЫЕ АВТОКОЛЕБАНИЯМИ ЖИДКОСТИ В ВОДОПРОВОДЯЩЕМ ТРАКТЕ

Павел Владимирович Громыко

Сейсмологический филиал Федерального исследовательского центра «Единая геофизическая служба Российской академии наук», 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел. (923)191-56-57, e-mail: Psharak@ngs.ru

Виктор Сергеевич Селезнев

Сейсмологический филиал Федерального исследовательского центра «Единая геофизическая служба Российской академии наук», 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, директор, тел. (383)333-20-21, e-mail: sel@gs.nsc.ru

Алексей Владимирович Лисейкин

Сейсмологический филиал Федерального исследовательского центра «Единая геофизическая служба Российской академии наук», 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник, тел. (383)333-25-35, e-mail: lexik@ngs.ru

Представлены результаты анализа колебаний, зарегистрированных в точках, приближенных к водопроводящему тракту Саяно-Шушенской ГЭС, возникающих при различных режимах нагрузок гидроагрегатов. В низкочастотной области зарегистрированного сигнала показано присутствие монохроматических колебаний, вызванных гидроакустическими автоколебаниями жидкости в водопроводящем тракте, и установлена связь между изменениями уровня данных колебаний и режимами работы гидроагрегатов.

Ключевые слова: Саяно-Шушенская ГЭС, динамические воздействия, гидроакустические автоколебания, собственные колебания, плотина, водовод, агрегатный блок, гидроагрегат.

DYNAMIC OSCILLATIONS OF ELEMENTS OF CONSTRUCTION OF THE SAYANO-SHUSHENSKAYA HYDROELECTRIC POWER STATION, CAUSED BY THE AUTOCLASONS OF THE LIQUID IN A WATER-CONDUCTING TRACT

Pavel V. Gromyko

Seismological Branch of Federal Research Center Geophysical of RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Researcher, phone: (923)191-65-57, e-mail: Psharak@ngs.ru

Victor S. Seleznev

Seismological Branch of Federal Research Center Geophysical of RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Director, phone: (383)333-20-21, e-mail: Sel@gs.nsc.ru

Alexey V. Liseikin

Seismological Branch of Federal Research Center Geophysical of RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Leading Researcher, phone: (383)333-25-35, e-mail: Lexik@ngs.ru

The main results of the analysis of oscillations recorded at points close to the water pipeline of the Sayano-Shushenskaya hydroelectric power station are shown. In the low-frequency field of the recorded signal, the presence of monochromatic oscillations caused by hydroacoustic self-oscillations of the liquid in the water pipeline. Relationship between change of conditions of the level of these oscillations and operating load of the hydro unit is shown.

Key words: Sayano-Shushenskaya HPP, dynamic impacts, hydroacoustic self-oscillations, natural oscillations, dam, water conduit, aggregate block, hydroelectric unit.

Саяно-Шушенская гидроэлектростанция (далее – СШ ГЭС) является одним из крупнейших гидротехнических сооружений в мире и, как любые крупные инженерные объекты, подвержена внешним воздействиям, влиянию естественных или техногенных факторов. Известно, что эксплуатация сооружения при сверхнормативных нагрузках способна привести к необратимым деформациям и разрушению элементов конструкции. Этот факт говорит о необходимости проведения исследований, направленных на контроль и прогнозирование состояния объекта.

Настоящая работа посвящена развитию методов инженерно-сейсмического мониторинга состояния сооружений и основана на исследованиях, посвященных оценке влияния работы гидроагрегатов на изменение динамических колебаний, регистрируемых в различных конструкционных элементах СШ ГЭС, проводимых Сейсмологическим филиалом ФИЦ ЕГС РАН в рамках договоров с ПАО «РусГидро».

Одним из основных результатов проведенных исследований стало выделение динамических воздействий, вызванных гидроакустическими автоколебаниями жидкости в водоводах СШ ГЭС. Было определено, что данные колебания являются одним из основных источников, вызывающих увеличение амплитуд собственных колебаний плотины СШ ГЭС.

Для получения вышеописанного была использована следующая принципиальная схема сейсмических наблюдений в плотине и в здании машинного зала, проводимых при обследовании различных гидроагрегатов (рис. 1). Регистрация сейсмических колебаний в теле плотины СШ ГЭС и конструкциях здания ГЭС проводилась в непрерывном режиме и включала регистрацию колебаний как во время работы исследуемых гидроагрегатов на различных режимах, так и при остановленных гидроагрегатах. Каждый пункт наблюдения устанавливался вдоль оси исследуемого гидроагрегата и состоял из автономного сейсмического регистратора и трехкомпонентных сейсмоприемников, оси которых ориентированы следующим образом: X – по течению реки, Y – поперек, Z – вертикально.

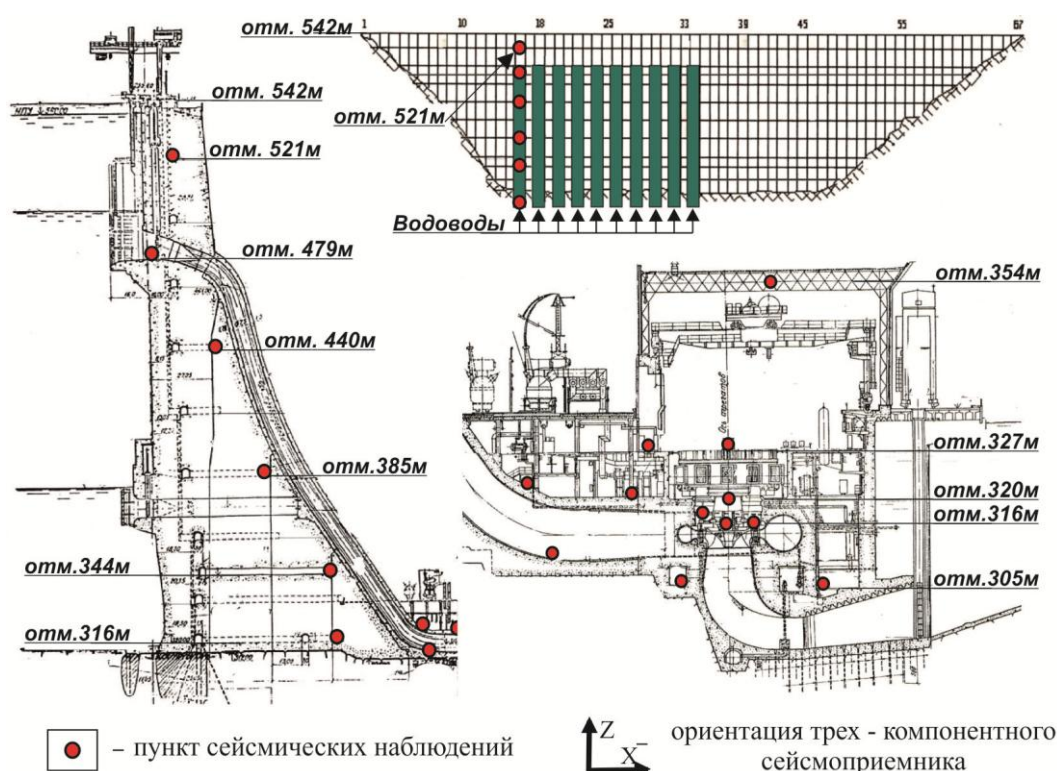


Рис. 1. Схема сейсмических наблюдений в плотине и в здании машинного зала

Обработка зарегистрированных данных производилась с помощью методики, основанной на анализе связей между изменениями во времени спектральных составляющих регистрируемых сигналов в различных точках наблюдений, подобно описанному в [1, 2]. На первоначальном этапе обработки, при анализе амплитудно-частотного состава сейсмических записей определялись наборы частот, связанные с работой исследуемого гидроагрегата, собственные частоты колебаний плотины и гидроакустические колебания в водоводе. В дальнейшем для полученных фиксированных частот строились графики изменения амплитуд колебаний во времени при различных условиях, на основе которых производился сравнительный анализ влияния данных условий на динамический уровень колебаний в различных точках наблюдения.

На рис. 2 приведен пример спектрограмм Z -компоненты сейсмических колебаний, зарегистрированных на водоводе на отм. 320 м при испытаниях гидроагрегата № 2, в режиме без (рис. 2, а) и при подаче воздуха в водовод через аэрационные трубы на отм. 542 м (рис. 2, б). Видно, что в диапазоне 0–15 Гц наблюдаются выделенные колебания с шагом примерно 3 Гц, имеющие довольно низкую добротность. При подаче воздуха в водовод амплитудно-частотный состав меняется, как при изменении концентрации поданного воздуха, так и при смене нагрузки на гидроагрегате. Данные колебания вызваны влиянием первых мод собственных гидроакустических автоколебаний жидкости в водоводе. В качестве доказательства этого утверждения можно привести тот факт, что при увеличении газонасыщения жидкости скорость распростране-

ния акустических волн уменьшается [3, 4]. Это проявляется на спектрограмме в виде падения значений частот выделенных колебаний при увеличении количества подаваемого воздуха.

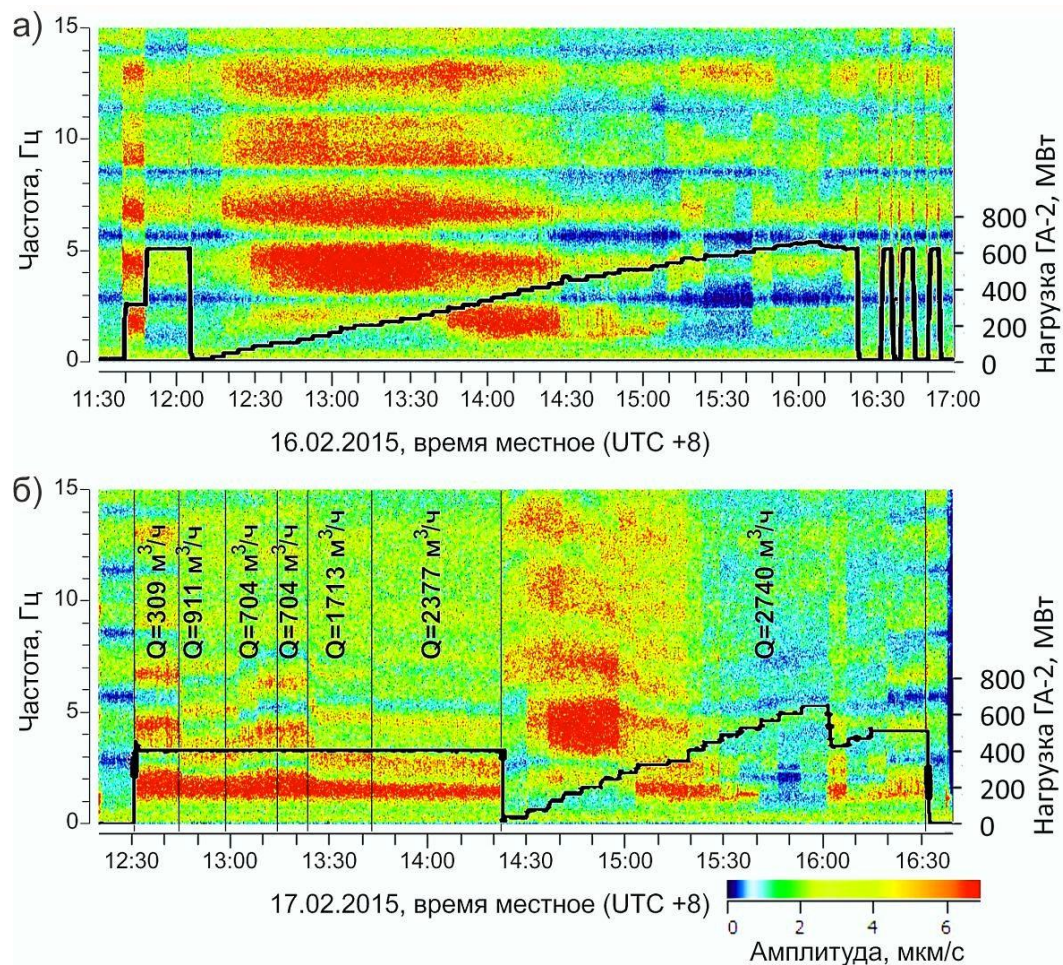


Рис. 2. Изменения нагрузок 2-го гидроагрегата и спектрограммы соответствующих им сейсмических записей вертикальных колебаний, зарегистрированных на нижней части водовода. Режимы без подачи (а) и с подачей воздуха в аэрационные трубы (б); Q – концентрация нагнетаемого в водовод воздуха

В работах [5–7] подробно продемонстрировано, что некоторые режимы работы гидроагрегата приводят к возбуждению гидроакустических автоколебаний жидкости в водоводе, которые, в свою очередь, приводят к росту амплитуд собственных колебаний плотины, причем наибольший рост значений данных колебаний коррелирует с неблагоприятными режимами нагрузок на гидроагрегатах. 1-я мода гидроакустических автоколебаний провоцирует рост первых 5 форм собственных колебаний тела плотины СШ ГЭС и принимает максимальные значения при нагрузках на гидроагрегате ~340–500 МВт. Рост 2-й моды приводит к увеличению 6–8 форм при нагрузках ~150–320 МВт.

Кроме того, известно, что при определенных режимах нагрузок на гидроагрегате возможно возникновение кавитационных процессов и образование вихревого жгута под рабочим колесом генератора [8]. Данные процессы способны вызвать увеличение пульсаций давления на деталях агрегата и стенках отсасывающей трубы и, в свою очередь, привести как к значительному росту вибраций турбины, так и к колебаниям выдаваемой гидроагрегатом мощности.

Для определения режимов работы гидроагрегата, приводящих к возникновению вышеописанных процессов, были рассмотрены показания сейсмических регистраторов, максимально приближенных к стенкам отсасывающей трубы на отм. 306 м и, для исключения влияния стороннего сигнала, максимально удаленных от водовода. На рис. 3 изображены спектрограммы Y-компоненты записей, зарегистрированных на нижней части водовода (отм. 320 м) и у отсасывающей трубы (отм. 306 м) во время тестового запуска гидроагрегата № 2 (далее – ГА2). Амплитудно-частотный состав записей различен, и в первую очередь это связано с тем, что вблизи исследуемого гидроагрегата функционировал соседний гидроагрегат № 1 (далее – ГА1), создавая динамические воздействия, наиболее ярко проявляющиеся на показаниях датчика у отсасывающей трубы. На рис. 3 хорошо видно, что выделенные колебания в низкочастотной области различаются по частотному составу.

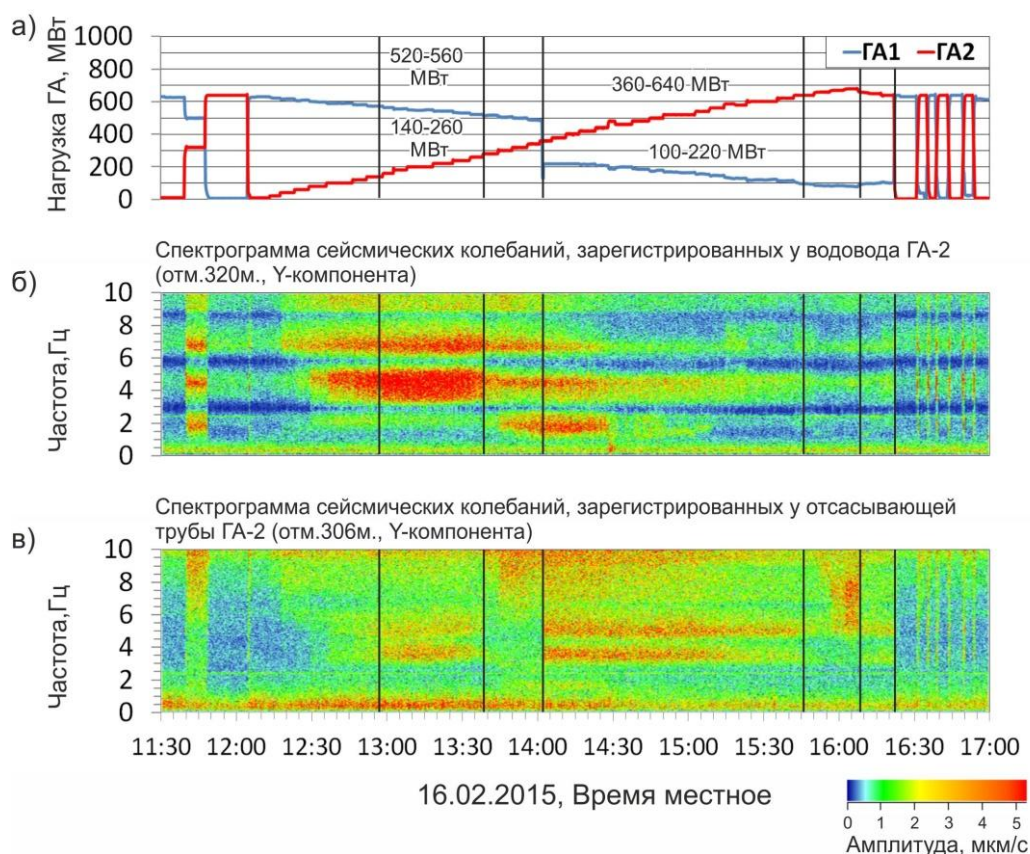


Рис. 3. Изменения нагрузок 1-го и 2-го гидроагрегата (а), спектрограммы сейсмических записей поперечных колебаний, зарегистрированных на нижней части водовода (б) и у отсасывающей трубы (в)

Мы предполагаем, эти различия связаны с тем, что данные колебания вызваны влиянием динамических воздействий от различных источников: в отсасывающей трубе – образовавшимся вихревым жгутом, а в водоводе – гидроакустическими автоколебаниями жидкости. Различная природа этих источников подтверждается тем, что при подаче воздуха в водовод при работе ГА2 зарегистрированные гидроакустические автоколебания водовода меняют свой частотно-амплитудный состав, чего не наблюдается для показаний, полученных у отсасывающей трубы (рис. 4).

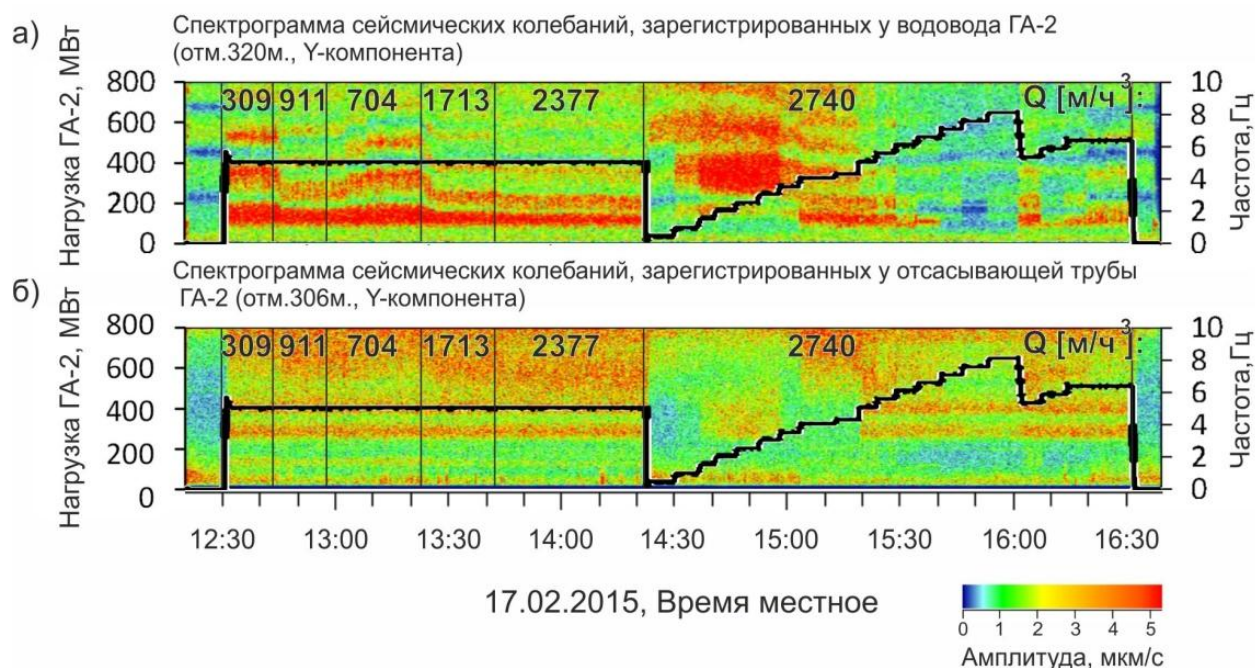


Рис. 4. Изменения нагрузок 2-го гидроагрегата и спектрограммы соответствующих им сейсмических записей поперечных колебаний, зарегистрированных на нижней части водовода (а) и у отсасывающей трубы (б); Q – концентрация нагнетаемого в водовод воздуха

На рис. 5 показаны усредненные амплитудные спектры колебаний, зарегистрированных на водоводе и у отсасывающей трубы ГА2. Из рисунков видно, что частоты выделенных колебаний на радиальной составляющей сигнала (Х-компоненте) преимущественно совпадают с частотами первых мод гидроакустических автоколебаний 4,5 Гц и 6,7 Гц. На Y- и Z-компонентах, напротив, присутствуют ярко выраженные колебания с частотами ~3,6 Гц и ~5 Гц, которые мы связываем с влиянием вихревого жгута. Довольно сложно точно выделить режимы нагрузок, поданных на исследуемый гидроагрегат, при которых происходит возбуждение данных колебаний, ввиду наложения нагрузок от гидроагрегатов друг на друга. Предварительно мы оцениваем, что они находятся в диапазоне 120–260 МВт. Но точные диапазоны требуют изучения и дальнейшего уточнения.

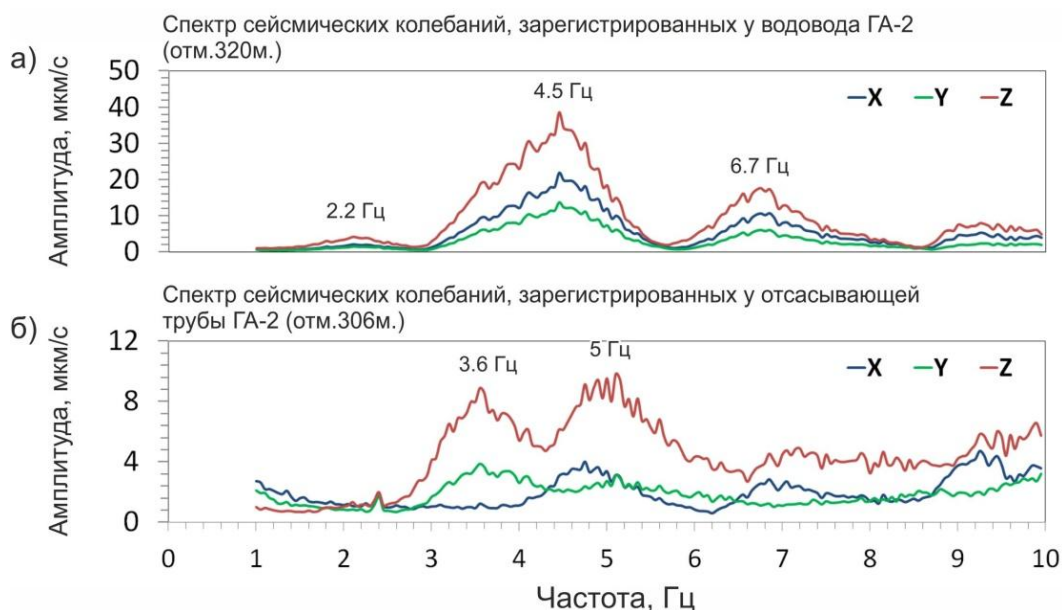


Рис. 5. Усредненные амплитудные спектры вертикальных колебаний, зарегистрированных на нижней части водовода (а) и у отсасывающей трубы ГА2 (б), работающего с нагрузками от 220 МВт. ГА1 работает под нагрузкой 580 МВт

Подводя итог, необходимо подчеркнуть, что биения жидкости в водопроводящем тракте, возникающие при работе гидроагрегатов, являются одним из основных факторов, влияющих на собственные колебания элементов конструкции СШ ГЭС. На данный момент довольно хорошо изучено влияние гидроакустических автоколебаний в водоводе на собственные колебания тела плотины, однако недостаточно исследованы пульсации жидкости в отсасывающей трубе и неясно их совместное влияние на здание и основание станции. Без понимания и решения этих задач безопасная эксплуатация гидроэлектростанции остается под вопросом. Поэтому необходимо проведение дальнейших исследований в этом направлении.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Способ непрерывного мониторинга физического состояния зданий и/или сооружений и устройство для его осуществления: патент на изобретение РФ, № 2461847 / В. С. Селезнев, А. В. Лисейкин, А. А. Брыксин // Бюл. № 26. 20.09.2012.
2. Изменения собственных колебаний плотины Саяно-Шушенской ГЭС при работе старых и новых гидроагрегатов / П. В. Громыко, А. В. Лисейкин, В. С. Селезнев, В. Б. Курзин // Материалы Всероссийской конференции, посвященной 100-летию со дня рождения академика Н. Н. Пузырева «Геофизические методы исследования земной коры». – Новосибирск : Изд-во ИНГГ СО РАН, 2014. – С. 125–128.
3. Пинаев А. В. Кочетков И. И. Ударные и детонационные волны в пузырьковых средах при взрыве проволоочки // Международная конференция «Современные проблемы прикладной математики и механики: теория, эксперимент и практика». – Новосибирск, 2011. – № гос. регистрации 0321101160, ISBN 978-5-905569-01-2, Режим доступа <http://conf.nsc.ru/niknik-90/ru/reportview/39681> свободный.

4. Ляхов Г. М. Ударные волны в многокомпонентных средах // Изв. АН СССР. ОТН. Механика и машиностроение. – 1959. – № 1.
5. Громыко П. В., Селезнев В. С., Лисейкин А. В. О причинах увеличения амплитуд собственных колебаний плотины Саяно-Шушенской гидроэлектростанции // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2016. XII Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т. (Новосибирск, 18–22 апреля 2016 г.). – Новосибирск : СГУГиТ, 2016. Т. 2. – С. 148–151.
6. О собственных акустических колебаниях в водоводах гидротурбин Саяно-Шушенской ГЭС / В. С. Селезнёв, В. Б. Курзин, А. В. Лисейкин, П. В. Громыко // Гидротехническое строительство. – 2016. – № 7. – С. 41–45.
7. Громыко П. В., Лисейкин А. В., Селезнев В. С. Влияние подачи воздуха в проточную часть гидроагрегата на динамические колебания элементов конструкции Саяно-Шушенской гидроэлектростанции // Гидроэлектростанции в XXI веке: сборник материалов III всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, специалистов, аспирантов и студентов. – 2016. – С. 31–36.
8. Брызгалов В. И. Из опыта создания и освоения Красноярской и Саяно-Шушенской гидроэлектростанций. Производственное издание. – Красноярск : Сибирский ИД «Суриков», 1999. – 560 с.

REFERENCES

1. Spособ nepreryvnogo monitoringa fizicheskogo sostojanija zdaniy i/ili sooruzhenij i ustrojstvo dlja ego osushhestvlenija: patent na izobretenie RF, № 2461847 / V. S. Seleznev, A. V. Lisejkin, A.A. Bryksin // Bjul. № 26. 20.09.2012.
2. Izmenenija sobstvennyh kolebanij plotiny Sajano-Shushenskoj GJeS pri rabote staryh i novyh gidroagregatov / P. V. Gromyko, A. V. Lisejkin, V. S. Seleznev, V. B. Kurzin // Materialy Vserossijskoj konferencii, posvjashhennoj 100-letiju so dnja rozhdenija akademika N.N. Puzyreva «Geofizicheskie metody issledovanija zemnoj kory». – Novosibirsk: Izd-vo INGG SO RAN, 2014. – S. 125–128.
3. Pinaev A. V. Kochetkov I. I. Udarnye i detonacionnye volny v puzyr'kovyh sredah pri vzryve provolochki // Mezhdunarodnaja konferencija «Sovremennye problemy prikladnoj matematiki i mehaniki: teorija, jeksperiment i praktika». – Novosibirsk, 2011. – № gos. registracii 0321101160, ISBN 978-5-905569-01-2, Rezhim dostupa <http://conf.nsc.ru/niknik-90/ru/reportview/39681> svobodnyj.
4. Ljahov G. M. Udarnye volny v mnogokomponentnyh sredah // Izv. AN SSSR. OTN. Mehanika i mashinostroenie. – 1959. – № 1.
5. Gromyko P. V., Seleznev V. S., Lisejkin A. V. O prichinah uvelichenija amplitud sobstvennyh kolebanij plotiny Sajano-Shushenskoj gidrojelektrostantsii // Interjekspo GEO-Sibir'-2016: sb. mater. XII Mezhdunar. nauch. kongr. «Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravlenija i tehnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Geojekologija». Т. 2. – Novosibirsk : SGUGiT, 2016. – S. 148–151.
6. O sobstvennyh akusticheskikh kolebanijah v vodovodah gidroturbin Sajano-Shushenskoj GJeS / V. S. Seleznev, V. B. Kurzin, A. V. Lisejkin, P. V. Gromyko // Gidrotehnicheskoe stroitel'stvo. – 2016. – № 7. – S. 41–45.
7. Gromyko P. V., Lisejkin A. V., Seleznev V. S. Vlijanie podachi vozduha v protochnuju chast' gidroagregata na dinamicheskie kolebanija jelementov konstrukcii sajano-shushenskoj gidrojelektrostantsii // Gidrojelektrostantsii v XXI veke: sbornik materialov III vserossijskoj nauchno-prakticheskoi konferencii molodyh uchenyh, specialistov, aspirantov i studentov. – 2016. – S. 31–36.
8. Bryzgalov V. I. Iz opyta sozdaniya i osvoenija Krasnojarskoj i Sajano-Shushenskoj gidrojelektrostantsij. Proizvodstvennoe izdanie. – Krasnojarsk: Sibirskij ID «Surikov», 1999. – 560 s.

ДВУМЕРНАЯ ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ШИРОТНОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ТОЛЩ

Дарья Николаевна Ефремова

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент кафедры геофизики, тел. (913)482-28-07, e-mail: efremovadarya12@yandex.ru

Владимир Владимирович Оленченко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, зав. лабораторией геоэлектрики, тел. (383)330-79-08, e-mail: OlenchenkoVV@ipgg.sbras.ru

Анастасия Александровна Горевачева

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент кафедры геофизики, тел. (913)488-72-36, e-mail: lapkovskaya.a.a@gmail.ru

Работа посвящена изучению проявления широтной зональности многолетнемерзлой толщи в геоэлектрических полях. В процессе исследования была составлена физико-геологическая (геоэлектрическая) модель, проведено решение прямой задачи средствами программы ZondRes2D. Полученные данные были верифицированы путем решения обратной задачи в программе Res2dinv. Показано соответствие геоэлектрической и геокриологической моделей распространения многолетней мерзлоты в широтном направлении.

Ключевые слова: электротомография, геоэлектрическая модель, многолетнемерзлая толща.

TWO-DIMENSIONAL GEOELECTRIC MODEL OF THE WIDTH ZONALITY OF PERMAFROST

Darya N. Efremova

Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Student, Department of Geophysics, phone: (913)482-28-07, e-mail: efremovadarya12@yandex.ru

Vladimir V. Olenchenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Associate Professor, Head of Geoelectrics Laboratory, phone: (383)330-79-08, e-mail: OlenchenkoVV@ipgg.sbras

Anastasya A. Goreyavcheva

Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Student, Department of Geophysics, phone: (913)469-77-10, e-mail: LapkovskayaAA@ipgg.sbras.ru

The paper is dedicated to the study of latitudinal zonality occurrence of permafrost in geoelectric field. In the course of investigation the phusicogeological (geoelectric) model was created, the solution for the direct problem was conducted with the means of ZondRes2D program. The recieved data were confirmed by the solution of inverse problem with the means of Res2dinv pro-

gram. The correspondence of geoelectrical and geocryological models for the expansion of permafrost in latitudinal direction was given.

Key words: electrical resistivity tomography, geoelectrical model, permafrost.

Введение

В современных условиях потепления климата и, как следствие – изменения температурного режима многолетнемерзлых грунтов, происходят существенные изменения структуры криолитозоны. Они выражаются в уменьшении площади распространения многолетнемерзлых пород (ММП), увеличении глубины залегания и сокращении мощности многолетнемерзлой толщи (ММТ). Изменение мерзлотных условий влияет на русловые процессы в результате деградации многолетнемерзлых пород происходит активизация оползневых процессов [1].

Создание корректной модели распространения ММП актуально в связи с глобальной оценкой состояния мерзлых толщ Земли. Однако на сегодняшний день несмотря на актуальность и распространенность геокриологических исследований, данные о строении и распространении многолетнемерзлой толщи остаются достаточно ограниченными. Большая часть имеющихся представлений о распространении ММП относится к 1960–1980 гг., когда проводились обширные мерзлотно-гидрогеологические исследования во всех районах развития криолитозоны [2].

Основной целью исследований является анализ возможностей метода электротомографии при изучении строения ММТ путем создания синтетической модели широтной зональности распространения ММП.

Основные задачи:

1. Составление масштабированной от реальных размеров геоэлектрической модели широтной зональности ММТ.
2. Расчет прямой задачи электротомографии для стартовой модели.
3. Верификация полученных данных путем решения обратной задачи.

Характеристика объекта исследования

При анализе представлений о распространении ММП существуют следующие закономерности:

По основным процессам теплообмена в пределах области с многолетнемерзлыми породами выделяются две геокриологические зоны: северная и южная. Северная зона характеризуется высокой сплошностью и большей мощностью до 1 000–1 600 м пород с пониженной температурой, с присутствием включения льда, максимальная температура которой достигает -15°C . Также в данной зоне распространен маломощный до 0,2 м сезонно талый слой (СТС). В южной зоне, за исключением возвышенностей, мерзлая толща встречается в виде островов и занимает меньшую долю относительно вмещающей толщи. Данная зона характеризуется температурой около 0°C , маломощным слоем ММТ до 5 м и мощностью СТС в летнее время, достигающий нескольких метров.

Методика исследования

При составлении моделей мы опирались на схему вертикального разреза мерзлых толщ [3]. Модель построена в программе Zondres2d для однородной песчаной среды, значения мощности взяты по данным Кудрявцева с вертикальным масштабом 1 : 5. Данные по температуре ММТ были взяты из графика зависимости сопротивления от температуры [7], где каждый тип распространения ММТ представлен на 300 метрах разреза, для того чтобы можно было в данном масштабе добиться плавных, реалистичных изменений мощности ММП в разрезе.

Решение прямой задачи было проведено для трехэлектродной установки. Расстояние между электродами 5 м, протяженность 835 м. Решение обратной задачи было выполнено в программе Res2dinv.

Результаты моделирования

При моделировании была составлена упрощенная геокриологическая модель № 1 широтной зональности ММТ, в которой при движении с севера на юг меняется только мощность ММТ и ее сплошность (рис. 1). При этом температура пород в зонах сплошного, прерывистого и островного распространения ММП задана постоянной для каждого типа ММТ.

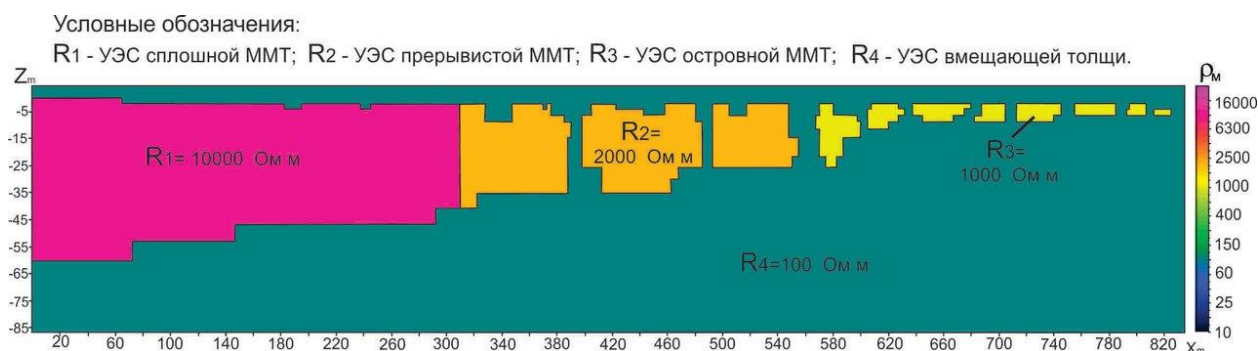


Рис. 1. Геоэлектрическая модель № 1 распространения многолетнемерзлых пород при широтной зональности:

R₁ – УЭС сплошной ММТ; R₂ – УЭС прерывистой ММТ; R₃ – УЭС островной ММТ

После расчета поля кажущегося сопротивления в программе ZondRes2D была выполнена инверсия полученных данных с помощью программы Res2Dinv. На рис. 2 приведен восстановленный геоэлектрический разрез.

На геоэлектрическом разрезе наблюдаются три различные зоны. Первая зона расположена на первых 300 м. Она соответствует сплошному типу распространения ММТ. Характеризуется высокоомным аномальным участком с (УЭС 8 000 Ом·м) и мощностью порядка 60 м, которая прослеживается на верхнем геоэлектрическом разрезе.

Вторая зона связана с прерывистым типом распространения ММТ прослеживается от 300 до 600 м. На данном интервале наблюдается отдельные островки с высоким УЭС 2 500–4 000 Ом·м, Мощность линз высокого сопротивления 25 м. В процентном соотношении от вмещающей толщи (УЭС-100 Ом·м) занимают 65 %.

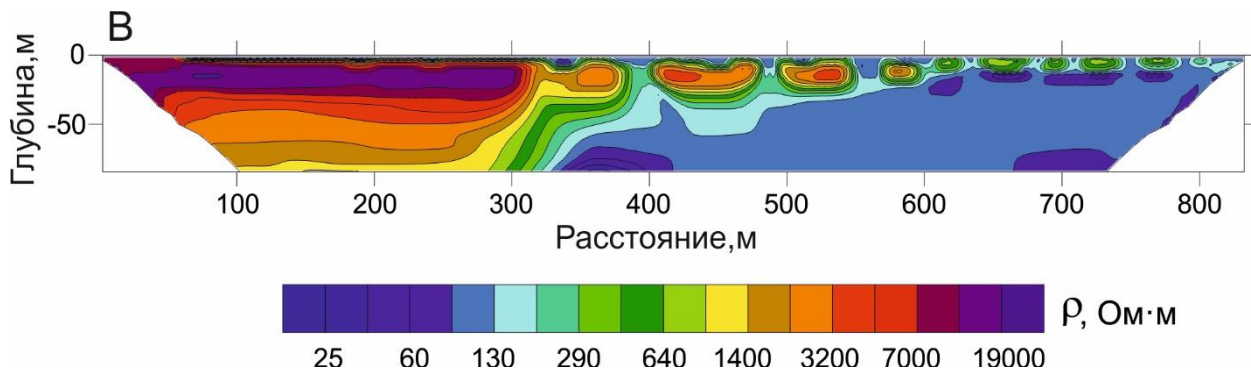


Рис. 2. Восстановленный в результате инверсии геоэлектрический разрез модели широтной зональности многолетнемерзлых пород

Третья зона распространения представлена островным типом ММТ расположена от 600 до 800 м. В третьей части разреза преобладает вмещающая среда с УЭС порядка 100 Ом·м, прослеживаются отдельные высокоомные аномалии (УЭС порядка 400–1 000 Ом·м) мощностью около 8 м.

При движении с севера на юг увеличивается температура ММП. Этот параметр существенно влияет на УЭС. Это обстоятельство было учтено в модели № 2 (рис. 3).

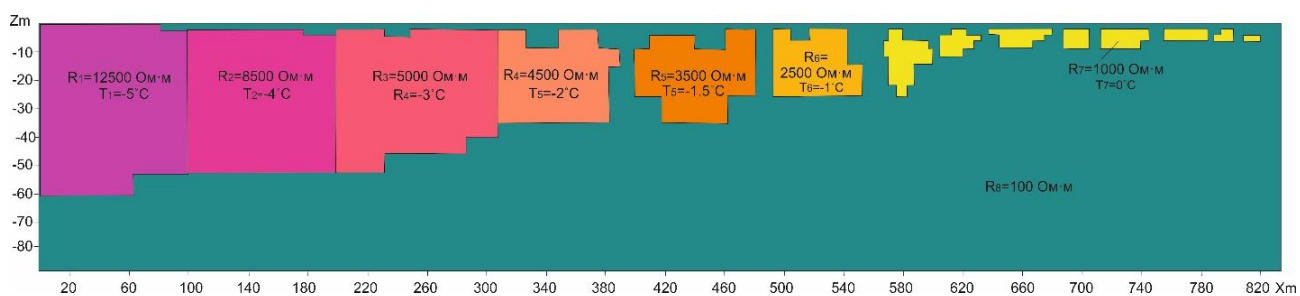


Рис. 3. Геоэлектрическая модель № 2 широтной зональности с изменением температуры

Восстановленный после инверсии геоэлектрический разрез показан на рис. 4. На первых 300 м сплошного типа распространения наблюдается плавный переход УЭС от 4 000 Ом·м до 10 000 Ом·м непрерывного пласта мощностью 50 м.

Для прерывистого типа распространения на 300–600 м наблюдается менее выраженный градиентный переход сопротивлений высокоомных линз этого участка. Значения УЭС изменяются от 2 500 до 3 500 Ом·м, мощность составляет 20 м. Соотношение площадей распространения высокоомных островков и вмещающей толщи остается прежним и составляет 65 %.

Для островного типа распространения ММТ, где температура варьирует около 0 °С, значение УЭС составляет примерно 1 300 Ом·м, а мощность 10 м.

Анализ восстановленной модели показывает, что УЭС мерзлых пород изменяется по латерали градиентно, так же, как и их температура в геокриологической модели. То есть распределение УЭС реалистично отражает геокриологическое строение разреза.

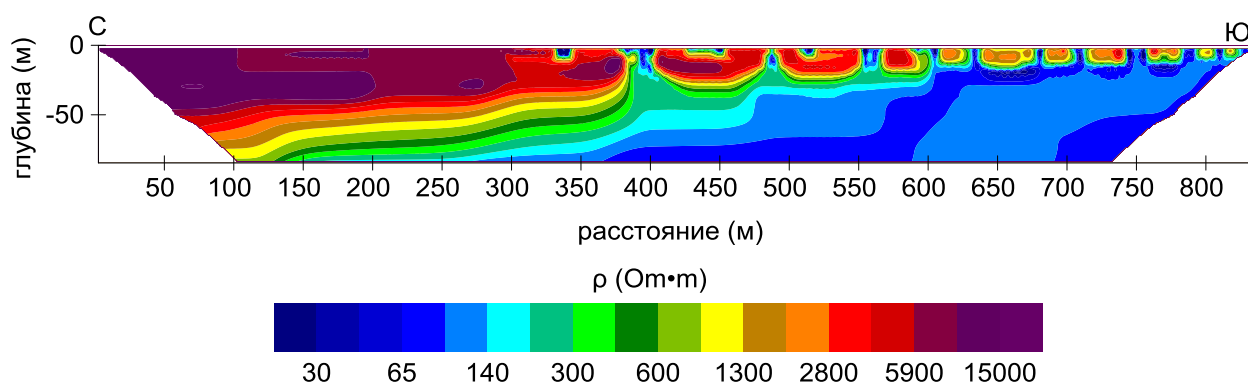


Рис. 4. Геоэлектрический разрез модели при изменении температуры в широтной зональности

Выводы

Результаты моделирования показали, что с помощью метода электротомографии можно восстановить структуру распространения ММП и получить реалистичные геокриологические модели. Существует проблема эквивалентности, но не смотря на это итоговая геоэлектрическая модель наследуют характер геокриологической модели, т. е. аналогично с юга на север изменяется сплошность и мощность пород высокого УЭС.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Малевский-Малевич С. П., Молькентин Е. К., Надежина Е. Д. и др. Моделирование и анализ возможностей экспериментальной проверки эволюции термического состояния многолетнемерзлых грунтов // Криосфера земли. – Новосибирск : ГЕО, 2007. – С. 29–36.
2. Вакулин А. А. Основы геокриологии. – М. : Изд-во ТГУ, 2011. – С. 115–120.
3. Мерзлотоведение (краткий курс) / под ред. Кудрявцева В. А. – М. : Изд-во Моск. ун-та, 1981. – 240 с.
4. Балков Е. В., Панин Г. Л., Манштейн Ю. А., Манштейн А. К., Белобородов В. А. Электротомография: аппаратура, методика и опыт применения [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.nemfis.ru/pdf/etom.pdf>.

5. Бобачев А. А., Модин И. Н., Перваго Е. В., Шевнин В. А. Многоэлектродные электрические зондирования в условиях горизонтально-неоднородных сред. // Разведочная геофизика / Акционерное о-во закрытого типа «Геоинформмарк». – 1996. – 50 с.
6. Зыков Ю. Д. Геофизические методы исследования криолитозоны. – М. : Изд-во МГУ, 1999. – С. 8–26.
7. Фролов А. Д. Электрические и упругие свойства мерзлых пород и льдов. – Пушкино : ОНТИ ПНЦ РАН, 1998. – 515 с.

REFERENCES

1. Malevskij-Malevich S. P., Mol'kentin E. K., Nadezhina E. D. i dr. Modelirovanie i analiz vozmozhnostej eksperimental'noj proverki evolyucii termicheskogo sostoyaniya mnogoletnemerzlyh gruntov // Kriosfera zemli. – Izd. «GEO», g. Novosibirsk 2007. – S. 29–36.
2. Vakulin A. A. Osnovy geokriologii. – М. : Изд-во ТГУ. – 2011. – С. 115–120.
3. Merzlotovedenie (kratkij kurs). Pod red. Kudryavceva V. A. – М. : Изд-во Моск. un-ta, 1981. – 240 с.
4. Balkov E. V., Panin G. L., Manshtejn Yu. A., Manshtejn A. K., Beloborodov V. A. Elektrotomografiya: apparatura, metodika i opyt primeneniya [Elektronnyj resurs]. – Rezhim dostupa : <http://www.nemfis.ru/pdf/etom.pdf>.
5. Bobachev A. A., Modin I. N., Pervago E. V., Shevnin V. A. Mnogoelektrodneye elektricheskie zondirovaniya v usloviyah gorizontal'no-neodnorodnyh sred. // Razvedochnaya geofizika / Akcionernoe o-vo zakrytogo tipa "Geoinformmark". – 1996. – 50 с.
6. Zykov Yu. D. Geofizicheskie metody issledovaniya kriolitozony. – М. : Изд-во МГУ. – 1999. – С. 8–26.
7. Frolov A. D. Elektricheskie i uprugie svojstva merzlyh porod i l'dov. – Pushchino : ONTI PNC RAN, 1998. – 515 с.

© Д. Н. Ефремова, В. В. Оленченко, А. А. Горявцева, 2018

РАЗРАБОТКА ПЛАСТОВОГО LWD-МИКРОИМИДЖЕРА УЭС: ОБЗОР ИЗВЕСТНЫХ РЕШЕНИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Кирилл Николаевич Даниловский

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории скважинной геофизики, тел. (383)330-45-05, e-mail: DanilovskiiKN@ipgg.sbras.ru

Вячеслав Николаевич Глинских

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор физико-математических наук, зав. лабораторией скважинной геофизики; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа; Новосибирский государственный технический университет, 630073, Россия, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, профессор кафедры геофизических систем, тел. (383)330-45-05, e-mail: GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Олег Валентинович Нечаев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник лаборатории скважинной геофизики, тел. (383)330-45-05, e-mail: NechaevOV@ipgg.sbras.ru

Приведен обзор наиболее известных зарубежных пластовых имиджеров удельного электрического сопротивления (УЭС), используемых при каротаже в процессе бурения. Описан алгоритм и показаны результаты трехмерного численного моделирования сигналов нового отечественного прибора – микроимиджера УЭС для каротажа в процессе бурения в реалистичных геоэлектрических моделях сред. Показаны возможности прибора в определении наклона геологических границ, выделении тонких пропластков и каверн.

Ключевые слова: микробоковой каротаж, электрический микроимиджер, удельное электрическое сопротивление, каротаж в процессе бурения, горизонтальные скважины, геонавигация.

DEVELOPMENT OF LWD RESISTIVITY MICROIMAGING TOOL: REVIEW OF KNOWN SOLUTIONS AND FORWARD MODELING RESULTS

Kirill N. Danilovsky

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Junior Researcher, Laboratory of Borehole Geophysics, phone: (383)330-45-05, e-mail: DanilovskiiKN@ipgg.sbras.ru

Vyacheslav N. Glinskikh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Head of Laboratory of Borehole Geophysics; Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Associate Professor Department of Geology of Oil-and-Gas Field; Novosibirsk State Technical University, 20, Prospect K. Marx St., Novosibirsk, 630073, Russia, Professor, Department of Geophysical Systems, phone: (383)330-45-05, e-mail: GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Oleg V. Nechaev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Laboratory of Borehole Geophysics, phone: (383)330-45-05, e-mail: NechaevOV@ipgg.sbras.ru

A review of the well-known foreign resistivity imagers for logging while drilling (LWD) is shown. The algorithm is described and results are shown for 3D numerical modelling of a new Russian LWD resistivity microimaging tool signals using realistic geoelectrical models. The tool possibilities in bedding dip recognition and identification of thin layers and caverns are presented.

Key words: micro lateral logging, resistivity microimager, logging while drilling, horizontal wells, well placement.

В последние годы широкое применение получили азимутальные приборы каротажа для исследования нефтегазовых скважин, в том числе в процессе бурения. Привлечение данных, получаемых с использованием таких приборов в комплексе со стандартными методами геофизических исследований скважин, расширяет круг решаемых геолого-технологических задач и повышает эффективность их решения.

Ведущие зарубежные сервисные компании имеют свои разработки для азимутального каротажа УЭС, которые они применяют, предоставляя сервисные услуги, в том числе и в России. В частности, такими разработками являются приборы StarTrak™ (Baker Hughes), MicroScope™ (Schlumberger), SineWave™ (Weatherford) и AFR™ (Halliburton) [1–4] (рис. 1).

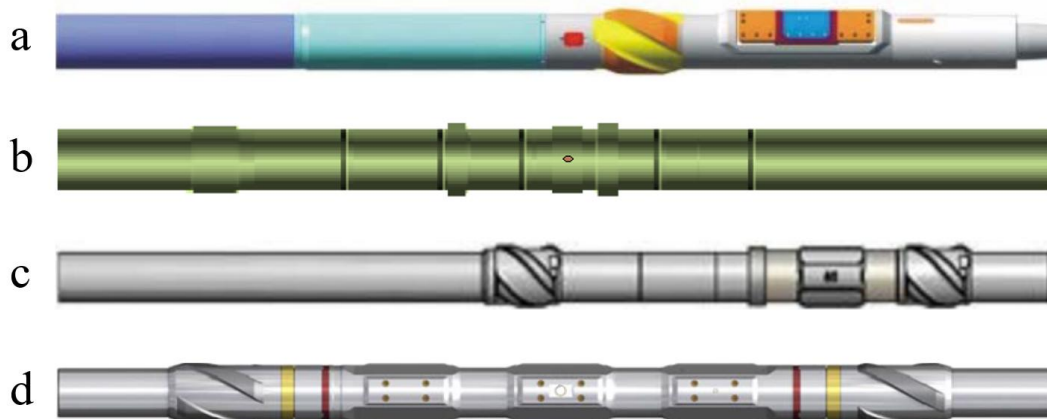


Рис. 1. Зарубежные микроимиджеры УЭС для каротажа в процессе бурения: StarTrak™ (a), MicroScope™ (b), SineWave™ (c), AFR™ (d)

Микроимиджер УЭС StarTrak™ разработан в 2004 г. Вместо набора электродов, традиционно используемого в прижимных имиджерах для каротажа на кабеле, в данном приборе имеется только один электрод, расположенный на стенке корпуса прибора. Постоянное вращение колонны в процессе бурения позволяет датчику «покрыть» всю стенку скважины, при этом на имидже не ос-

таются характерные неисследованные вертикальные полосы, как в случае каротажа на кабеле при помощи приборов с прижимными лапами.

Прибор MicroScore™ имеет более сложную конфигурацию. В качестве источника электрического поля в приборе используется набор тороидальных катушек, что позволяет получать имиджи УЭС с четырьмя различными значениями радиальной глубинности исследования. Помимо тороидальных катушек, в приборе имеются два «кнопочных» электрода, расположенных диаметрально противоположно на стенке корпуса прибора. Использование таких электродов позволяет также измерять УЭС бурового раствора, которое является важным параметром для коррекции других измерений УЭС.

Микроимиджер SineWave™, в отличие от своих аналогов, обладает двумя измерительными электродами различных диаметров: 0.2 и 0.4 дюйма. Имидж записывается в 128 независимых секторах, при этом в реальном времени возможна передача на поверхность имиджей с 16, 32 и 64 секторами. Разрешение имиджей, получаемых с помощью данного прибора сравнимо с разрешением пластовых микросканнеров, используемых при каротаже на кабеле.

Прибор AFR™ использует тот же принцип измерений, что и MicroScore™. Конфигурация включает в себя 3 ряда по 3 измерительных электрода и 2 симметрично расположенные тороидальные катушки. После последнего усовершенствования прибора в 2007 г. центральные измерительные электроды диаметром 1 дюйм заменены сенсорами диаметром 0.4 дюйма для получения имиджей высокого разрешения. Остальные 6 электродов не заменены, чтобы сохранить широкий рабочий диапазон прибора, так как при уменьшении диаметра электрода уменьшается и отношение «сигнал-шум». В средах с высоким УЭС это особенно заметно, поскольку измеряемые токи в этом случае очень малы.

Сдерживающим фактором широкого применения зарубежной аппаратуры является то, что производители не продают приборы российским сервисным геофизическим компаниям, а только оказывают сервисные услуги. Этим обусловлена необходимость создания современных каротажных приборов отечественными производителями, в частности, в этом направлении работает Научно-производственное предприятие геофизической аппаратуры «Луч» (НПП ГА «Луч», г. Новосибирск) [5–13]. В настоящий момент предприятием ведется разработка прибора азимутального микробокового каротажа в процессе бурения (LWD-микроимиджера УЭС).

Задача данного исследования состоит в определении возможностей разрабатываемого LWD-микроимиджера УЭС на основе результатов численного моделирования его сигналов с использованием разработанных программно-алгоритмических средств в реалистичных геоэлектрических моделях сред.

Принцип работы микроимиджера УЭС основан на методе микробокового каротажа, где ток основного электрода A_1 фокусируется с помощью трех дополнительных экранных электродов A_2 (рис. 2). Такая фокусировка делает возможным детальное изучение разреза, сложенного пластами малой мощности. Электрический имиджер выполняет измерения в процессе бурения, когда компоновка низа буровой колонны вращается, при этом фиксируется азимутальное

положение датчика в скважине. Данные, записанные имиджером в скважине, представляются в виде развертки с координатами (φ, z) , так называемого «имиджа».

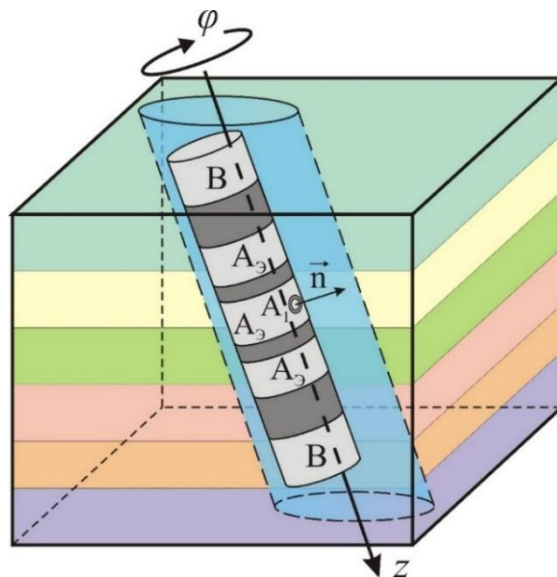


Рис. 2. Микроимджер УЭС в наклонной скважине, проведенной в горизонтально-слоистой среде

С целью изучения возможностей прибора в предлагаемой конфигурации разработан алгоритм и реализовано программное обеспечение трехмерного моделирования электрических сигналов на основе векторного метода конечных элементов. Получены численные решения прямой задачи в трехмерной модели пространственно-неоднородной геологической среды. Численное решение исходного уравнения Пуассона с помощью сеточного метода сводится к системе линейных алгебраических уравнений с разреженной матрицей большой размерности, для решения которой эффективно применяется метод Холецкого.

С использованием разработанной программы выполнено масштабное моделирование в различных реалистичных геоэлектрических моделях среды: пересечение скважиной границы пластов с различными УЭС, трещин и каверн, заполненных проводящим буровым раствором и залеченных кальцитом, пересечение тонкослоистого коллектора. Изучено влияние УЭС бурового раствора, эксцентриситета и неровностей стенок скважины на регистрируемые данные. В работе подробно рассматриваются первые три модели. При моделировании сигналов прибора задаются значения УЭС, типичные для отложений Западной Сибири: УЭС глин составляет 3,5 Ом·м, УЭС нефтенасыщенного песчаника – 10 Ом·м. УЭС бурового раствора – 1 Ом·м.

Первой рассматривается модель, в которой скважина пересекает наклонную границу двух слоев с разным УЭС. При достаточном контрасте УЭС слоев на имидже выделяется их граница, что позволяет определить геометрию напластования. Для интерпретации полученных имиджей (рис. 3) используется тра-

диционная методика, описанная в [14]. Рассчитанные по имиджам значения углов падения соответствуют модельным в пределах абсолютной погрешности $\pm 2^\circ$. Определение структурных углов по имиджам – это один из основных методов, используемых при геонавигации траектории скважины в процессе бурения. Данные прибора при помощи гидравлической телеметрической системы в масштабе реального времени передаются на поверхность, где геонавигатор, интерпретируя получаемые имиджи, принимает решения о корректировке траектории скважины. Кроме того, определение геометрии напластования может быть использовано в седиментологическом и текстурном анализе, а также в фациальном моделировании.

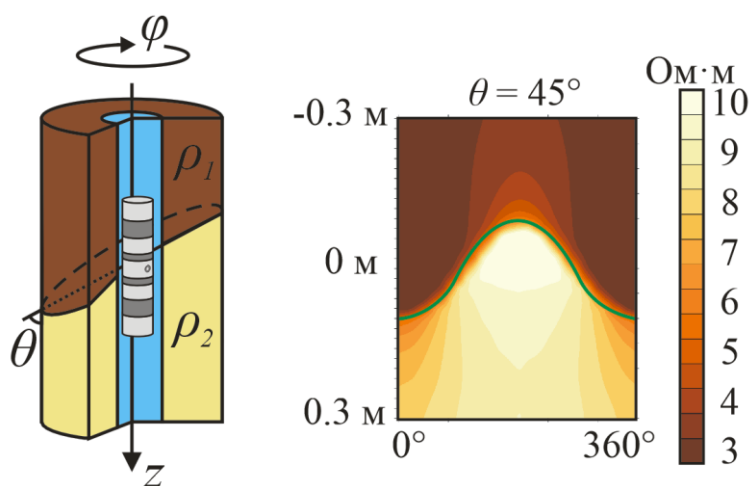


Рис. 3. Геоэлектрическая модель и имидж, полученный по результатам моделирования: пересечение скважиной наклонной границы пластов разного УЭС, зеленой линией показано отображение границы слоев на имидже

Второй рассматривается геоэлектрическая модель среды, в которой скважина пересекает тонкий низкоомный пропласток, находящийся в высокоомной породе, или узкую проницаемую трещину: после вскрытия трещина заполняется проводящим буровым раствором, что позволяет выделять ее на имидже УЭС и определить ее геометрию. Полученные в результате моделирования данные (рис. 4) показывают высокую разрешающую способность микроимиджера: прибор способен выявлять тонкие пропластки мощностью сравнимой с диаметром токового электрода A_1 . Определение трещин на имиджах помогает при выявлении разуплотненных участков горных пород, при этом геометрия трещин несет в себе информацию о напряженно-деформированном состоянии вблизи скважины.

Третьей рассматривается геоэлектрическая модель среды, в которой скважина пересекает каверну, находящийся в высокоомной породе. Аналогично предыдущему случаю с трещиной, после вскрытия каверна заполняется проводящим буровым раствором, что позволяет выделять ее на имидже УЭС. На полученном имидже (рис. 5) выделяется область с пониженным кажущимся УЭС, соответствующая положению каверны на стенке скважины, при этом размер

аномалии соответствует диаметру каверны. Микроимиджеры УЭС традиционно используются для выявления каверн в карбонатных резервуарах. Вторичная пористость может составлять значительную часть общей пористости, особенно в карбонатных коллекторах, поэтому выделение кавернозных интервалов помогает точнее оценить объем флюида, содержащегося в породе.

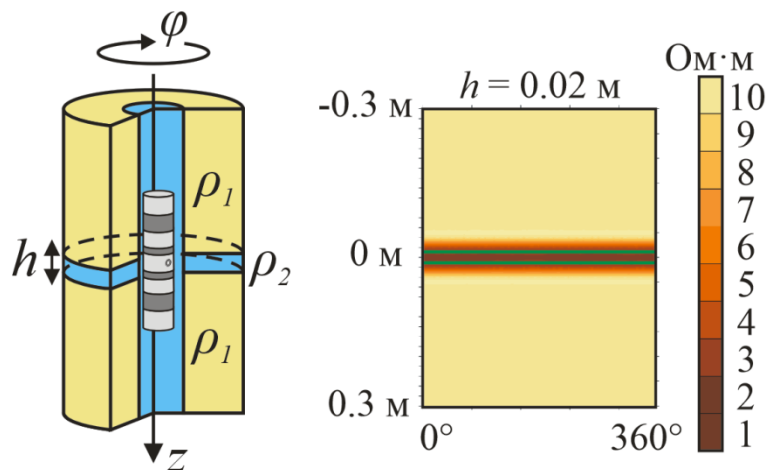


Рис. 4. Геоэлектрическая модель и имидж, полученный по результатам моделирования: пересечение тонкого пропластка (трещины), зелеными линиями показано отображение границ пропластка на имидже

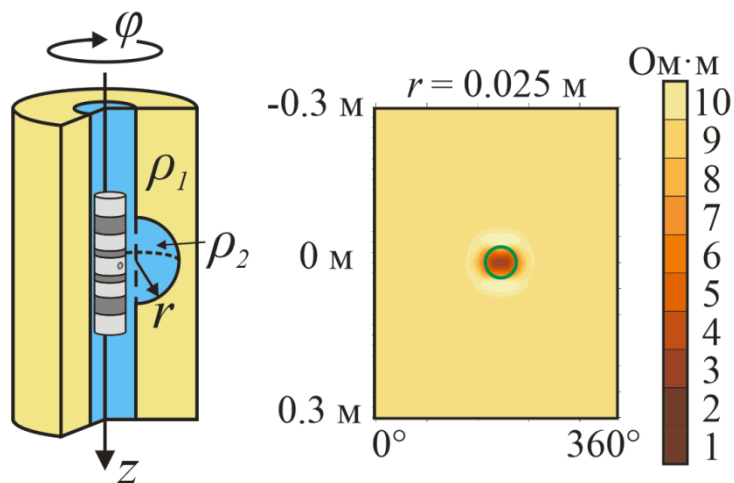


Рис. 5. Геоэлектрическая модель и имидж, полученный по результатам моделирования: пересечение скважиной каверны, заполненной проводящим раствором, зеленой линией показано отображение границ каверны на имидже

По результатам проведенных исследований можно сделать следующий вывод. Разрабатываемый LWD-микроимиджер УЭС обладает высокой разрешающей способностью, достаточной для применения с целью выявления как тонких прослоев и трещин, так и мелких текстурных особенностей, каверн.

Несмотря на то, что LWD-микроимиджеры УЭС появились на мировом рынке полтора десятилетия назад, в России подобных приборов до сих пор не производят. Развитие приборной базы LWD является необходимым направлением по снижению зависимости российского топливно-энергетического комплекса от импорта оборудования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ritter N., Chemali R., Lofts J. et al. High resolution visualization of near wellbore geology using while-drilling electrical images // SPWLA 45th Annual Logging Symposium. – Noordwijk, The Netherlands, 2004. Paper PP.
2. Ortenzi L., Dubourg I., Os R. et al. New azimuthal resistivity and high-resolution imager facilitates formation evaluation and well placement if horizontal slim boreholes // SPWLA 52nd Annual Logging Symposium. – Colorado Springs, Co, USA, 2011. Paper LLL.
3. Saify A. LWD Sine Wave image logging advances: utilizing the latest technology of high-resolution images acquired in highly conductive mud in horizontal hole // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. – UAE, 2014. Paper SPE-171708-MS.
4. Prammer M., Morys M., Kizhnik S. et al. Field testing of an advanced LWD imaging resistivity tool. SPWLA 48th Annual Logging Symposium. – Austin, Texas, USA, 2007. Paper AA.
5. Глинских В. Н., Никитенко М. Н., Даниловский К. Н., Еремин В. Н., Москаев И. А. Телеметрические системы каротажа: программно-методическое обеспечение в процессе бурения наклонно-горизонтальных скважин // Neftegaz.RU. – 2017. – № 10. – С. 42–49.
6. Еремин В. Н., Волканин Ю. М., Тарасов А. В. Аппаратурно-методическое обеспечение электромагнитного каротажа в процессе бурения // Каротажник. – 2013. – № 226. – С. 62–69.
7. Каюров К. Н., Еремин В. Н., Эпов М. И., Глинских В. Н., Сухорукова К. В., Никитенко М. Н. Аппаратура и интерпретационная база электромагнитного каротажа в процессе бурения // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 12. – С. 112–115.
8. Эпов М. И., Глинских В. Н., Сухорукова К. В., Никитенко М. Н., Еремин В. Н. Численное моделирование и инверсия данных электромагнитного каротажа в процессе бурения и шаблонирования нефтегазовых скважин // Геология и геофизика. – 2015. – № 56(8). – С. 1520–1529.
9. Эпов М. И., Никитенко М. Н., Глинских В. Н., Сухорукова К. В. Численное моделирование и анализ сигналов электромагнитного каротажа в процессе бурения // Каротажник. – 2016. – № 245. – С. 29–42.
10. Эпов М. И., Никитенко М. Н., Сухорукова К. В., Глинских В. Н. Исследование возможностей электрического и электромагнитного каротажа в электрически макроанизотропных пластах, вскрытых наклонно-горизонтальными скважинами // Каротажник. – 2016. – № 260. – С. 64–79.
11. Эпов М. И., Никитенко М. Н., Глинских В. Н., Еремин В. Н. Изучение электрической макроанизотропии интервалов наклонно-горизонтальных скважин по данным высокочастотного индукционного каротажа в процессе бурения // Каротажник. – 2016. – № 269. – С. 94–109.
12. Nikitenko M. N., Epov M. I., Glinskikh V. N., Suhorukova K. V., Eremin V. N. Development of LWD High-frequency Resistivity Tool // 6th Saint Petersburg International Conference & Exhibition «Geosciences – Investing in the Future». – Saint Petersburg, 2014. ThD05.
13. Глинских В. Н., Никитенко М. Н., Эпов М. И., Еремин В. Н. Алгоритмы и программное обеспечение для геонавигации по данным электромагнитного каротажа в процессе бурения // 2-я научно-практическая конференция «Горизонтальные скважины 2017: Проблемы и перспективы». – Казань, 2017. 3G05.

14. Bittar M., Chemali R., Morys M., Wilson J., Hveding F., Li S., Knizhnik S. The “Depth-of-Electrical Image” a key parameter in accurate dip computation and geosteering // SPWLA 55th Annual Logging Symposium. – Edinburgh, Scotland, 2008. Paper TT.

REFERENCES

1. Ritter N., Chemali R., Loftis J. et al. High resolution visualization of near wellbore geology using while-drilling electrical images // SPWLA 45th Annual Logging Symposium. – Noordwijk, The Netherlands, 2004. Paper PP.
2. Ortenzi L., Dubourg I., Os R. et al. New azimuthal resistivity and high-resolution imager facilitates formation evaluation and well placement if horizontal slim boreholes // SPWLA 52nd Annual Logging Symposium. – Colorado Springs, Co, USA, 2011. Paper LLL.
3. Saify A. LWD Sine Wave image logging advances: utilizing the latest technology of high-resolution images acquired in highly conductive mud in horizontal hole // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. – UAE, 2014. Paper SPE-171708-MS.
4. Prammer M., Morys M., Kizhnik S. et al. Field testing of an advanced LWD imaging resistivity tool. SPWLA 48th Annual Logging Symposium. – Austin, Texas, USA, 2007. Paper AA.
5. Glinskih V. N., Nikitenko M. N., Danilovskij K. N., Eremin V. N., Moskaev I. A. Telemetricheskie sistemy karotazha: programmno-metodicheskoe obespechenie v processe bureniya naklonnogo-gorizonta'nyh skvazhin // Neftegaz.RU. – 2017. – № 10. – S. 42–49.
6. Eremin V. N., Volkanin Yu. M., Tarasov A. V. Apparurno-metodicheskoe obespechenie elektromagnitnogo karotazha v processe bureniya // Karotazhnik. – 2013. – № 226. – S. 62–69.
7. Kayurov K. N., Eremin V. N., Epov M. I., Glinskih V. N., Suhorukova K. V., Nikitenko M. N. Apparatura i interpretacionnaya baza elektromagnitnogo karotazha v processe bureniya // Neftyanoe hozyajstvo. – 2014. – № 12. – S. 112–115.
8. Epov M. I., Glinskih V. N., Suhorukova K. V., Nikitenko M. N., Eremin V. N. Chislennoe modelirovanie i inversiya dannyh elektromagnitnogo karotazha v processe bureniya i shablonirovaniya neftegazovyh skvazhin // Geologiya i geofizika. – 2015. – № 56(8). – S. 1520–1529.
9. Epov M. I., Nikitenko M. N., Glinskih V. N., Suhorukova K. V. Chislennoe modelirovanie i analiz signalov elektromagnitnogo karotazha v processe bureniya // Karotazhnik. – 2016. – № 245. – S. 29–42.
10. Epov M. I., Nikitenko M. N., Suhorukova K. V., Glinskih V. N. Issledovanie vozmozhnostej elektricheskogo i elektromagnitnogo karotazha v elektricheski makroanizotropnyh plastah, vskrytyh naklonno-gorizonta'nyimi skvazhinami // Karotazhnik. – 2016. – № 260. – S. 64–79.
11. Epov M. I., Nikitenko M. N., Glinskih V. N., Eremin V. N. Izuchenie elektricheskoy makroanizotropii intervalov naklonno-gorizonta'nyh skvazhin po dannym vysokochastotnogo indukcionnogo karotazha v processe bureniya // Karotazhnik. – 2016. – № 269. – S. 94–109.
12. Nikitenko M. N., Epov M. I., Glinskih V. N., Suhorukova K. V., Eremin V. N. Development of LWD High-frequency Resistivity Tool // 6th Saint Petersburg International Conference & Exhibition «Geosciences – Investing in the Future». – Saint Petersburg, 2014. ThD05.
13. Glinskih V. N., Nikitenko M. N., Epov M. I., Eremin V. N. Algoritmy i programmnoe obespechenie dlya geonavigacii po dannym elektromagnitnogo karotazha v processe bureniya // 2-ya nauchno-prakticheskaya konferenciya «Gorizonta'nye skvazhiny 2017: Problemy i perspektivy». – Kazan', 2017. 3G05.
14. Bittar M., Chemali R., Morys M., Wilson J., Hveding F., Li S., Knizhnik S. The “Depth-of-Electrical Image” a key parameter in accurate dip computation and geosteering // SPWLA 55th Annual Logging Symposium. – Edinburgh, Scotland, 2008. Paper TT.

© К. Н. Даниловский, В. Н. Глинских, О. В. Нечаев, 2018

ОЦЕНКА ГЛУБИН ИСТОЧНИКОВ МАГНИТНЫХ АНОМАЛИЙ НА АРХЕОЛОГИЧЕСКОМ ПАМЯТНИКЕ АЛТЫНКАЗГАН (КАЗАХСТАН) МЕТОДОМ DEXP

Егор Игоревич Есин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, лаборант, тел. (961)720-60-51, e-mail: e.esin@g.nsu.ru

Евгений Сергеевич Богданов

Институт археологии и этнографии СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Лаврентьева, 17, кандидат исторических наук, старший научный сотрудник, e-mail: bogdanov@archaeology.nsc.ru

Александр Николаевич Василевский

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник лаборатории сейсмической томографии; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, старший преподаватель кафедры геофизики, тел. (383)330-92-01, e-mail: VasilevskiyAN@ipgg.sbras.ru

Андрей Евгеньевич Астафьев

Мангыстауский государственный историко-культурный заповедник, Республика Казахстан, г. Актау, 3-й микрорайон, 66, научный сотрудник, e-mail: aasta@list.ru

Леонид Валерьевич Цибизов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел. (383)363-59-82, e-mail: TsibizovLV@ipgg.sbras.ru

В данной статье представлены результаты обработки данных магнитной съемки на территории археологического памятника Алтын-Казган при помощи метода DEXP (depth from extreme points). Показана эффективность метода для первичной оценки распределения источников аномалий по глубинам, что позволяет оперативно классифицировать их и выделить наиболее перспективные для подробного изучения.

Ключевые слова: структурный индекс, дипольные источники, археологическая магнитная съемка, особые точки.

ESTIMATION OF DEPTHS OF SOURCES OF MAGNETIC ANOMALIES IN THE ALTYNKAZGAN ARCHAEOLOGICAL SITE (KAZAKHSTAN) USING DEXP METHOD

Egor I. Esin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptuyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Laboratory Assistant, phone: (961)720-60-51, e-mail: e.esin@g.nsu.ru

Eugene S. Bogdanov

Institute of Archeology and Ethnography SB RAS, 17, Prospect Akademik Lavrentiev St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, e-mail: bogdanov@archaeology.nsc.ru

Alexandr N. Vasilevskiy

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Researcher, Laboratory of Seismic Tomography; Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Senior Lecturer, Department of Geophysics, phone: (383)330-92-01, e-mail: VasilevskiyAN@ipgg.sbras.ru

Andrey E. Astafiev

Mangistaus State Historical and Cultural Reserve, 66, 3 district, Aktau, Kazakhstan, Researcher, e-mail: aasta@list.ru

Leonid V. Tsibizov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Researcher, phone: (383)363-59-82, e-mail: TsibizovLV@ipgg.sbras.ru

This article presents the results of processing magnetic data measured on the territory of the Altyn-Kazgan archaeological site using the DEXP method (depth from extreme points). The efficiency of the method is shown for the primary estimation of the distribution of sources of anomalies in depth, which allows them to be classified quickly and the most promising for detailed study.

Key words: structural index, dipole sources, archaeological magnetic survey, singular points.

DEXP (depth from extreme points) – метод поиска особых точек поля при помощи масштабирования поля (магнитных данных) по определенному правилу [Maurizio Fedi, 2005]. В данном методе ключевым понятием является структурный индекс, который связан с геометрией источника поля и указывает на характер затухания поля с высотой. Все методы по поиску особых точек напрямую связаны со структурным индексом, так как во всех них основной интерес представляет глубина особой точки, которая будет напрямую зависеть от характеристик источника, т. е. от структурного индекса. Метод отличается простотой реализации, стабильностью, при этих качествах также дает точные данные по глубинам особых точек тел.

Данный метод может быть высокоэффективен при археологической магнитной съемке, поскольку при первичном анализе данных такой съемки необходимо оперативно оценить параметры источников множества локальных аномалий на значительной площади. Эти аномалии могут быть связаны как с археологическими объектами (прокаленной почвой в местах очагов, керамическими и железными артефактами), так и современными артефактами (кирпич, детали сельхозтехники и т. п.). Аномальное поле в таких случаях часто можно представить, как поле точечного диполя в силу небольших размеров источников, и считать его структурный индекс известным [Maurizio Fedi, 2005], что в большой степени снижает неопределенность при поиске особых точек методом DEXP.

В нашей работе метод DEXР был применен к данным магнитной съемки на археологическом памятнике Алтынказган, исследования которого были начаты в 2014 г. Этот уникальный памятник находится на п-ове Мангышлак, на Северо-Восточном побережье Каспийского моря (рис. 1) и представляет собой скопление разноплановых каменных сооружений на территории в 120 га [Астафьев, Богданов, 2015]. Более 200 объектов расположены цепочками, повторяя грядовые возвышения рельефа. Визуально выявляются каменные и каменно-земляные курганы, ограды из плит песчаника, подковообразные конструкции и стеновые кладки. В III–V вв. н.э. вокруг этих курганов возникли каменные ограды с расположенными рядом катакомбными погребениями. Следующий этап строительства объектов на памятнике произошел через 500 лет: рядом с оградой под плоскими каменными насыпями нами обнаружены погребения IX–XI вв. Хронология существования различных объектов на памятнике свидетельствует периодичности прихода различных групп на территорию Прикаспия, когда возникали благоприятные природные факторы для проживания.



Рис. 1. Месторасположение памятника Алтынказган

Сохранились исторические свидетельства о существовании у кочевников гуннского времени пространственного разделения места погребения тела и места совершения жертвенного приношения вещей. То есть другими словами, на Алтынказгане вполне возможно была ситуация с «тайным» сооружением погребений, которые без наземных построек не видно на современной поверхности. Для проверки этого предположения на участках, прилегающих к каменным оградкам, были проведены геофизические исследования. В 2015 г. опробован метод электромагнитного частотного зондирования аппаратурой ЭМС [Shapa-

renko et al., 2016] и георадиолокация. По причине высокой сухости и засоленности почвы данные методы не принесли информативных результатов. В 2017 г. использовались другие методы и приборная база: электротомография и магнитометрия.

Магнитная съемка выполнялась при помощи калиевого магнитометра-градиентометра GSMP-35g и протонной магнитовариационной станции GEM-19T. Съемка выполнялась по сети параллельных профилей, расстояние между профилями составило 1 м, вдоль профилей расстояние между точками составило около 10 см (измерения проводились с частотой регистрации 10 Гц при скорости перемещения оператора около 1 м/с). Пространственная привязка осуществлялась по мерной ленте, время синхронизовалось по GPS. Погрешность съемки оценена по контрольным профилям и не превышает 0,2 нТл. Также были выполнены измерения магнитной восприимчивости отложений при помощи каппаметра КТ-5 с погрешностью 10^{-5} СИ.

Магнитная съемка не принесла желаемого результата вследствие низкой магнитной восприимчивости отложений (не более 10^{-4} СИ), но при этом на одном из участков было выявлено множество приповерхностных локальных аномалий, также представляющих интерес (рис. 2). Часть из них была заверена тестовыми раскопами, что позволило впоследствии сравнить глубины, полученные в результате обработки данных методом DEXP, с истинными.

В основе метода DEXP лежит информация о трехмерном распределении поля в верхнем полупространстве области исследований. Обычно это является препятствием для применения метода. Один из эффективных приемов, для решения этой задачи – получение аналитической аппроксимации измеренного поля с помощью истокообразных гармонических функций [Аронов, 1990]. Имея два уровня измерений, можно с максимальной точностью (близкой к ошибкам измерения) восстановить поле в нужном трехмерном объеме. В качестве фиктивных источников магнитного поля мы выбрали поле вертикальных призм большой длины, расположенных ниже рельефа. Аппроксимация осуществлялась подбором магнитной проницаемости призм в предположении однородного намагничивания полем, совпадающим с нормальным. Подбор осуществлялся посредством решения системы линейных уравнений с применением SVD разложения матрицы связи источники – поле. Регуляризация задачи инверсии осуществлялась двумя параметрами – латеральным размером аппроксимирующих призм и длиной ряда сингулярного разложения. Для выбора количества удерживаемых сингулярных чисел было использовано три критерия: абсолютная ошибка аппроксимации поля, относительная ошибка и кривизна L-кривой невязки [Hansen, 1987].

Далее, при получении трехмерного массива данных производилось масштабирование по следующему правилу [Maurizio Fedi, 2005]:

$$W_n = f_n z^{\alpha_n}, \quad (1)$$

где W_n – масштабированное поле, f_n – массив данных поля, α_n – показатель степени, зависящий от структурного индекса, который равен 1,5, n – индекс поля, используемый в формулах (для магнитного поля соответственно 2 – поле, 3 – производная поля и так далее для любой n). После получения массива масштабированного поля по его модулю производится поиск локальных экстремумов в скользящем окне, глубина которых при правильно заданном структурном индексе будет эквивалента глубине особой точки. Описанным методом получены глубины точек, отмеченных на рис. 3 (эти точки были проверены археологическими шурфами).

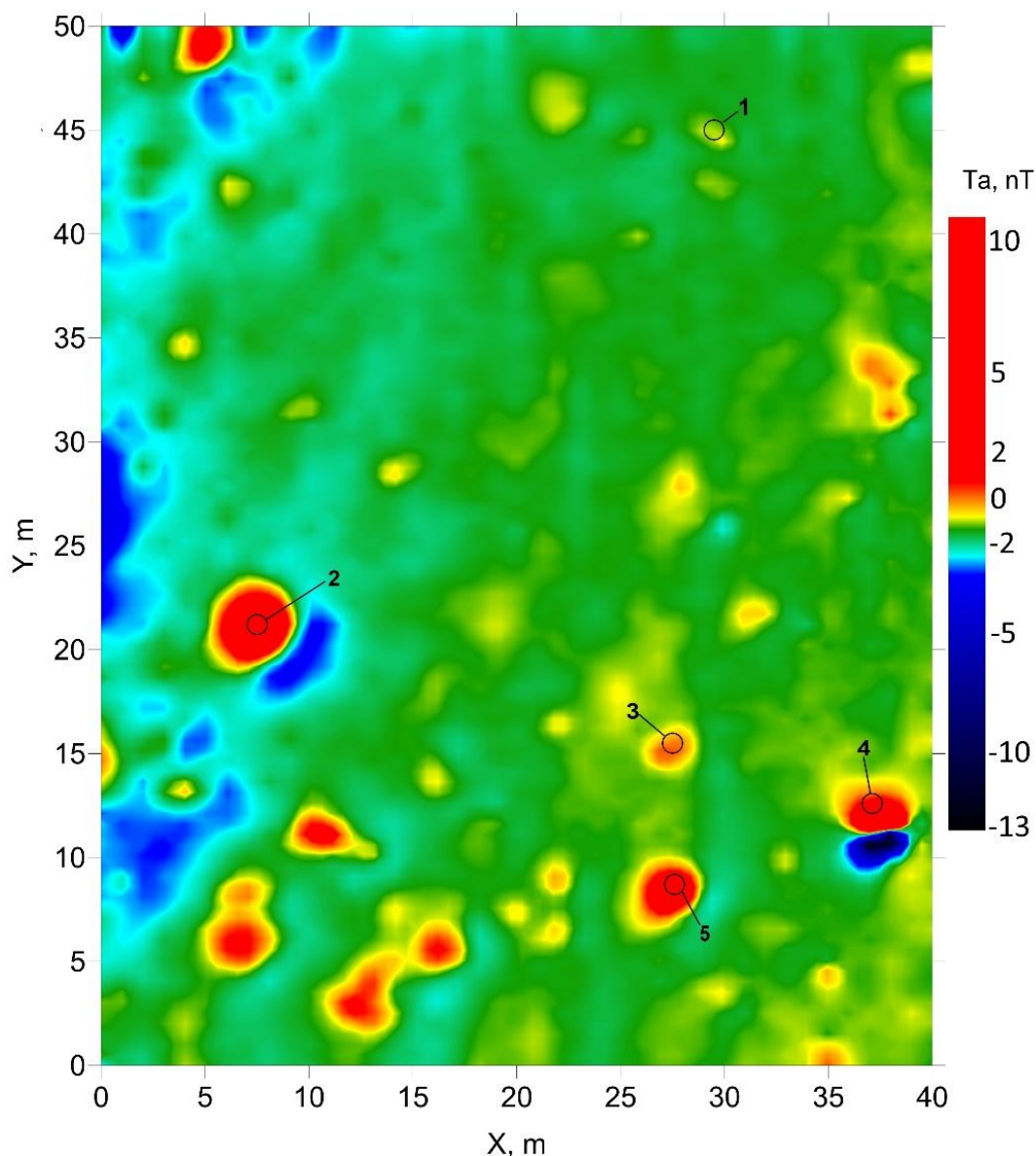


Рис. 2. Аномалии модуля вектора магнитной индукции на участке археологического памятника Алтынказган и восстановленные особые точки (отмечены черными окружностями), полученные методом DEXR и заверенные раскопами; глубины особых точек:
1 – 0,15 м, 2 – 0,6 м, 3 – 0,3 м, 4 – 0 м, 5 – 0,4 м

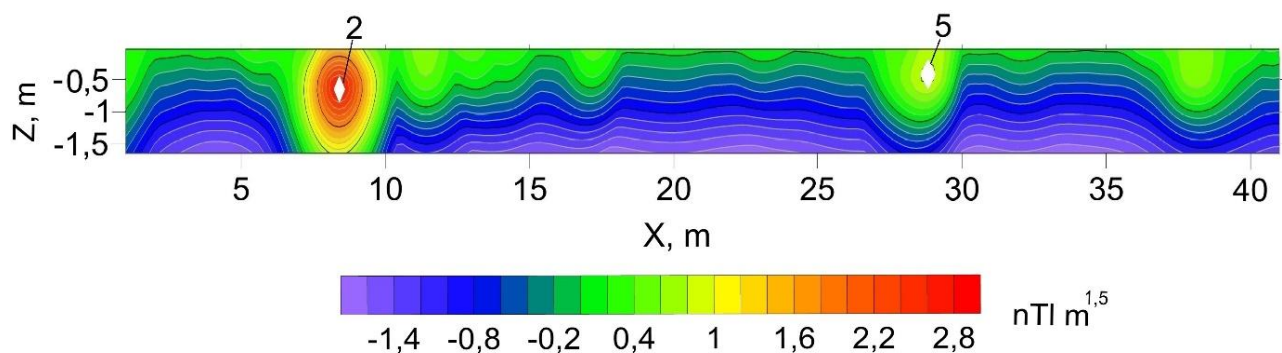


Рис. 3. Проекция максимальных значений трансформированного DEXR-поля на плоскость XZ (белыми ромбиками отмечены примеры особых точек)

При решении задачи глубина была определена с точностью до шага дискретизации – 0,1 м, на рис. 3 видно, что данный метод позволяет определить различные глубины особых точек с достаточной точностью, чтобы выбрать наиболее подходящие из них для непосредственного исследования (раскопок).

На месте особой точки № 1 на глубине 10–30 см были выявлены остатки алтарной конструкции из установленных вертикально плит с каменным ящиком и фрагментами разбитой керамической посуды. В центре каменного ящика зафиксированы следы прокаливания почвы (см. рис. 4). В точке № 2 были обнаружены обломки плит (магнитная восприимчивость менее 10^{-4} СИ), покрывающих прокаленную почву на глубине более 30 см (магнитная восприимчивость неоднородная, превышает 10^{-3} СИ) (см. рис. 5), аналогичный объект был обнаружен в точке № 5. В точке № 3 на глубине 25–30 см было выявлено скопление керамики и фрагмент сосуда со следами сильного обжига (см. рис. 6). В точке № 4 – современный металлический обломок на поверхности.



Рис. 4. Объект, обнаруженный на месте особой точки № 1



Рис. 5. Объект, обнаруженный на месте особой точки № 2



Рис. 6. Обломки кувшина, обнаруженные на месте особой точки № 3

Все полученные оценки верно описывают глубины источников относительно друг друга, а также приблизительно позволяют установить их абсолютные глубины. Можно сделать вывод, что метод DEXР действительно может быть эффективным в применении к археологическим исследованиям для оперативной оценки глубин и классификации на этом основании источников магнитных аномалий, связанных с археологическими объектами.

Работа поддержана грантом РНФ № 14-50-00036.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Астафьев А. Е., Богданов Е. С. Парадное седло из Алтынказгана // Археология, этнография и антропология Евразии. – 2015. – Т. 43, № 4. – С. 72–84.
2. Аронов В. И. Методы построения геолого-геофизических карт и геометризации залежей нефти и газа на ЭВМ. – М. : Недра, 1990. – 300 с.
3. Шапаренко И. О., Егоров В. Е., Цуканов К. Г., Богданов Э. С. Изучение археологического комплекса Юго-Западного Казахстана электромагнитными геофизическими методами. // 12th Conference and Exhibition Engineering Geophysics 2016. – 2016.
4. Hansen P. C. The truncated SVD as a method for regularization. BIT – 1987 – V. 27. – P. 543–553.
5. Maurizio Fedi DEXP: a fast method to determine the depth to the sources of potential fields – Geophysics, 2005 – 12 s.

REFERENCES

1. Astaf'ev A. E., Bogdanov E. S. Paradnoe sedlo iz Altynkazgana // Arheologiya, etnografiya i antropologiya Evrazii. – 2015. – T. 43, № 4. – S. 72–84.
2. Aronov V. I. Metody postroeniya geologo-geofizicheskikh kart i geometrizacii zalezhej nefi i gaza na EVM. – M. : Nedra, 1990. – 300 s.
3. Shaparenko I. O., Egorov V. E., Cukanov K. G., Bogdanov E. S. Izuchenie arheologicheskogo kompleksa Yugo-Zapadnogo Kazahstana elektromagnitnymi geofizicheskimi metodami. // 12th Conference and Exhibition Engineering Geophysics 2016. – 2016.
4. Hansen P. C. The truncated SVD as a method for regularization. BIT – 1987 – V. 27. – P. 543–553.
5. Maurizio Fedi DEXP: a fast method to determine the depth to the sources of potential fields – Geophysics, 2005 – 12 s.

© Е. И. Есин, Е. С. Богданов, А. Н. Василевский, А. Е. Астафьев, Л. В. Цибизов, 2018

ОЦЕНКА ПЛОДОРОДИЯ ПОЧВ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОГО ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КАРТИРОВАНИЯ

Анна Алексеевна Заплавнова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, лаборант, тел. (952)935-90-08, e-mail: ZaplavnovaAA@ipgg.sbras.ru

Владимир Владимирович Оленченко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент кафедры геофизики, тел. (383)330-79-08, e-mail: OlenchenkoVV@ipgg.sbras.ru

Леонид Валерьевич Цибизов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел. (383)363-59-82, e-mail: TsibizovLV@ipgg.sbras.ru

Павел Анатольевич Барсуков

Институт почвоведения и агрохимии СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Лаврентьева, 8/2, кандидат биологических наук, ведущий научный сотрудник, тел. (383)363-90-11, e-mail: go2siberia@gmail.com

Работа посвящена развитию методики определения актуального плодородия почвы геофизическими методами на примере сельскохозяйственных участков в Новосибирской области. Установлено, что в местах с низкой урожайностью величина модуля вектора магнитной индукции уменьшается. Предположено, что увеличенная амплитуда георадарного сигнала отражает повышенное содержание органического вещества в почве. Сделан вывод, что геофизические методы дают возможность повысить качество оценки плодородия территории в сравнении с точечным опробованием почв.

Ключевые слова: урожайность, плодородие, почва, магниторазведка, электротомография, георадар.

ASSESSMENT OF SOIL FERTILITY BASED ON INTEGRATED GEOPHYSICAL MAPPING

Anna A. Zaplavnova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Laboratory Assistant, phone: (952)935-90-08, e-mail: ZaplavnovaAA@ipgg.sbras.ru

Vladimir V. Olenchenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Leading Researcher; Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Associate Professor, Department of Geophysics, phone: (383)330-79-08, e-mail: OlenchenkoVV@ipgg.sbras.ru

Leonid V. Tsibizov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Researcher, phone: (383)363-59-82, e-mail: TsibizovLV@ipgg.sbras.ru

Pavel A. Barsukov

Institute of Soil Science and Agrochemistry SB RAS, 8/2, Prospect Akademik Lavrentiev St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Leading Researcher, phone: (383)363-90-1, e-mail: go2siberia@gmail.com

The work is devoted to the development of methods for determining the actual soil fertility by geophysical methods using the example of agricultural areas in the Novosibirsk region. It is established that in places with low harvest the magnitude of the modulus of the anomalous total magnetic field decreases. It is assumed that the increased amplitude of the GPR signal reflects the enlarged content of organic matter in the soil. It is concluded that geophysical methods make it possible to improve the quality of assessing the fertility of the territory in comparison with the pointwise testing of soils.

Key words: productivity of land, soil fertility, topsoil, magnetic survey, electric tomography, georadar.

Введение

Новосибирская область является крупнейшим производителем сельхозпродукции в РФ, обладает обширной площадью пахотных угодий и большой долей населения области, занятого в сельском хозяйстве. Однако урожайность культур остается весьма низкой, и высокие показатели урожайности достигаются за счет больших посевных площадей.

Одной из главных причин низкой урожайности (Y) является истощение естественного плодородия почв в результате их длительного сельскохозяйственного использования при недостаточном применении удобрений. В дальнейшем поддержание уровня продуктивности культур даже на прежнем уровне невозможно без внесения обоснованных доз удобрений (рассчитанных на основе фактических величин содержания элементов питания в почве). Вследствие естественной гетерогенности почвенного покрова, корректное определение запаса питательных элементов в почве, даже в пределах одного поля, представляется непростой задачей.

В соответствии с действующими рекомендациями по отбору образцов при агрохимическом обследовании [ГОСТ 28168-89, Методические..., 2003], рекомендуется отбирать 1 смешанный образец с одного элементарного участка прямоугольной формы площадью, составляющей, например, для степной зоны 40 га, а для лесостепной – 20 га. Таким образом, отбор образцов требует большого количества времени, а результаты почвенного анализа не дают достаточного представления о плодородии территории.

Основной целью наших исследований был поиск взаимосвязи между плодородием почв НСО и их геофизическими характеристиками – УЭС, диэлектрическая проницаемость, магнитная восприимчивость. Мировой опыт последних десятилетий показывает эффективность применения магнитометрии и гео-

радиолокации для решения задач почвенного картирования [Воронин 2015; Золотая, Калишева, Хмелевской, 2004; Algeo et al., 2016; Allred et al., 2008; Mathe, Leveque, 2003; Menshov, 2016; Rogers et al. 2009; Shi, Cioppa, 2006].

В качестве задачи выступила отработка методики оценки, учитывающей естественную пространственную неоднородность свойств почв на основе комплексных геофизических исследований. В пределах Новосибирской области нами было выбрано два тестовых полигона на территориях с контрастно различающимися свойствами почв и урожайностью. На выбранных участках была проведена магнитная, георадиолокационная съемка и зондирование методом электротомографии (ЭТ). Там же была заложена серия почвенных разрезов и прикопок, проведено описание морфологических признаков почв, установлена их классификационная принадлежность, определены базовые свойства почв, характеризующие их плодородие.

Участки исследований расположены в Колыванском районе НСО на полях хозяйства ООО «Соколово». Почвенный покров этих полей представлен широко распространенными в Новосибирской области (и в целом в лесостепи Западной Сибири) почвами – агрочерноземами средневыщелоченными тяжелосуглинистыми. Для выбранных полей № 6 и № 14 в распоряжении имелись карты урожайности (полученные с помощью датчиков непрерывного учета урожайности, установленных на комбайнах John Deere), построенные с помощью программы Арех.

Методы и материалы

Изучаемая область в обоих случаях представляет собой прямоугольник со сторонами 40 м и 250 м. На основании карт урожайности были определены ключевые участки с различной урожайностью по латеральному коэффициенту, где отобраны почвенные образцы как по генетическим горизонтам, так и дополнительно из слоя 0–30 см. В дальнейшем образцы были проанализированы на ряд базовых свойств почв.

Вдоль профиля, проходящего через центр изучаемой области, были заложены почвенные разрезы (шурфы) глубиной до 1.5 м, 12 на поле № 6 и 4 на поле № 14. Кроме того, в промежутках между шурфами отбирали почвенные образцы из пахотного слоя 0–30 см. В лабораторных условиях на сухих образцах были сделаны измерения значений магнитной восприимчивости.

Магнитная съемка выполнялась с помощью калиевого магнитометра GSMP-35g и протонного магнитометра GEM-19T. Профили были выбраны согласно карте урожайности таким образом, чтобы захватить наибольшее количество условно выделенных зон с различной урожайностью в их пределах, и располагались параллельно пахотным бороздам.

Измерения методом электротомографии выполнены на поле № 6 на двух профилях. Первый профиль располагался в южной части участка, где урожайность доходит до 4–5 т/га. Второй профиль находился в северной части участка, где урожайность несколько ниже, и достигает 3,5–4,5 т/га. В качестве измери-

тельного прибора применялась многоэлектродная электроразведочная станция Скала-48. Последовательность подключения электродов соответствовала дипольно-осевой и симметричной (Шлюмберже) установкам. Расстояние между электродами – 0,3 м, количество электродов – 48. С помощью нагоняющей (roll-a-long) длина профиля ЭТ увеличена до 21,3 м.

Георадиолокационные (ГРЛ) зондирования выполнены на профиле, пересекающем весь участок с юга на север. Кроме этого, измерения георадаром сделаны вдоль профилей электротомографии для сопоставления данных двух методов.

Результаты

Проведенные исследования на ключевом участке поля № 6 показали, что аномальное магнитное поле на этой территории представляет собой чередование полосовых аномалий, значения которых изменяются от –12 до 14 нТл (рис. 1). На участке поля № 14 значения аномального поля плавно увеличиваются в направлении на юго-восток (рис. 2).

Геоэлектрические разрезы были построены по результатам двумерной инверсии данных, полученных дипольно-осевой установкой. Пересчет временного георадиолокационного разреза в глубинный проводился для средней диэлектрической проницаемости (ДП) пород, равной 15. Такая ДП была определена по гиперболе дифракции от локального объекта, обнаруженной на одном из ГРЛ профилей.

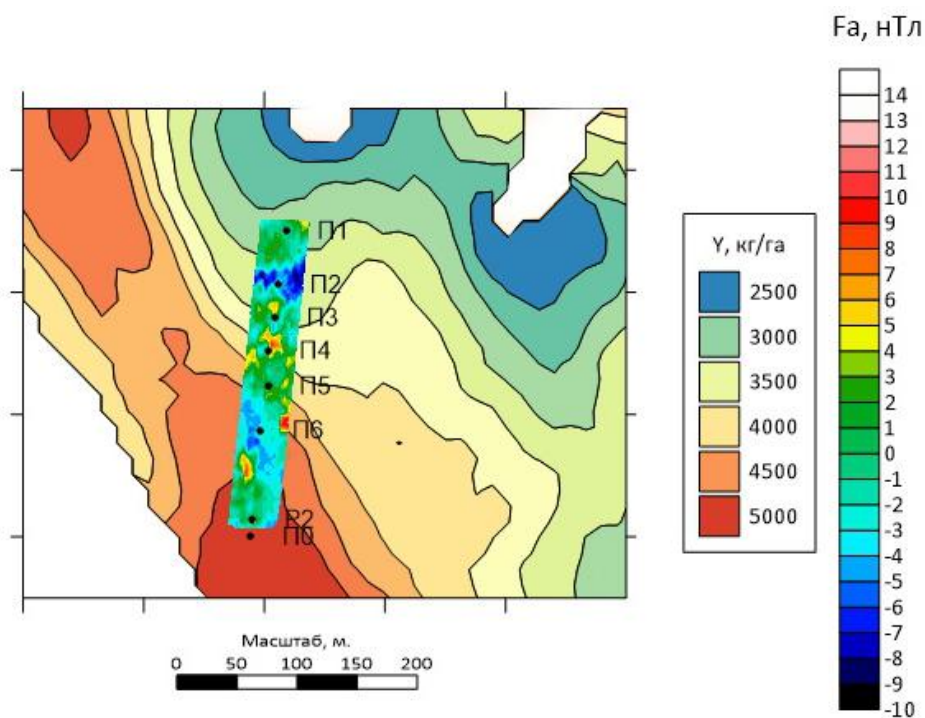


Рис. 1. Карта урожайности (Y) поля № 6 и аномальных значений модуля вектора магнитной индукции

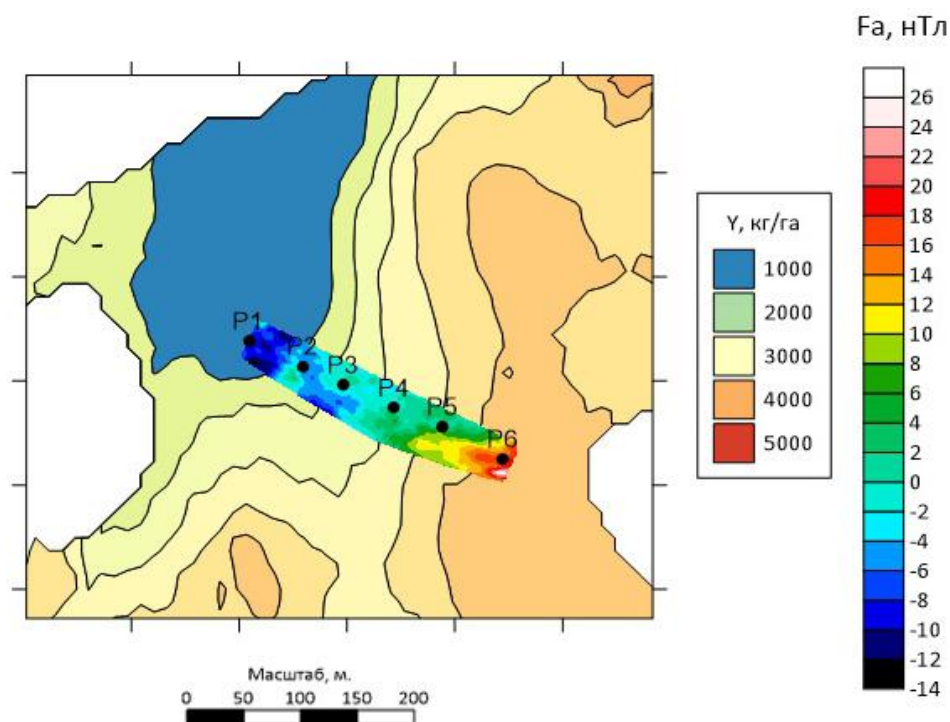


Рис. 2. Карта урожайности (Y) поля № 14 и аномальных значений модуля вектора магнитной индукции

На рис. 3 приведены графики аномального магнитного поля, геоэлектрический разрез и радарограмма по профилю № 2, поле № 6.

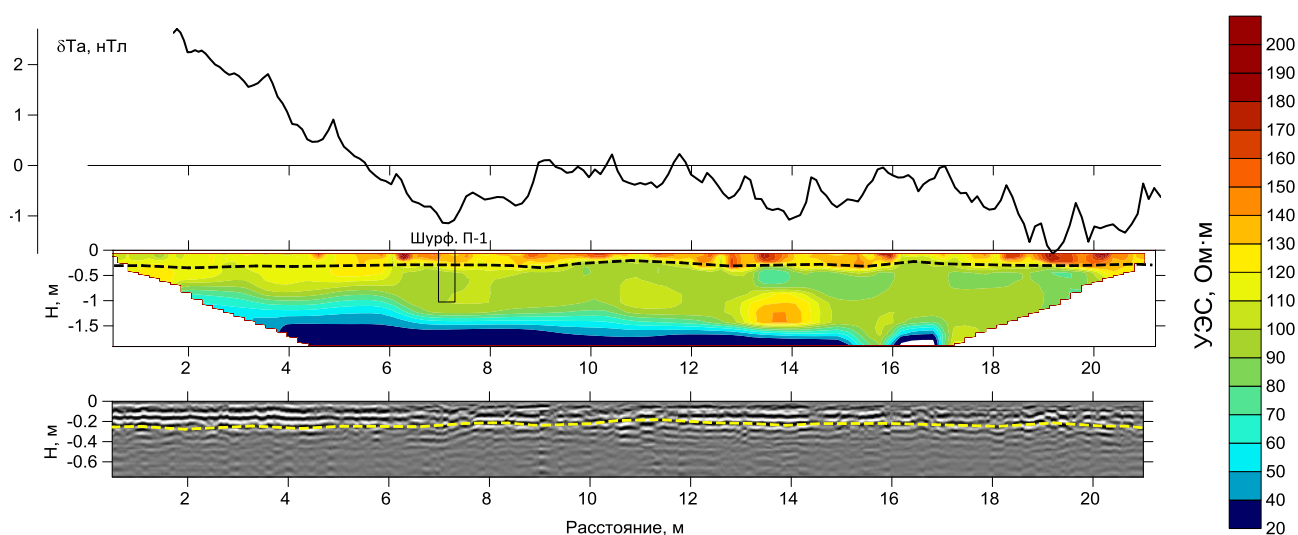


Рис. 3. График аномалий модуля вектора магнитной индукции, геоэлектрический разрез и радарограмма по профилю № 2 (на разрезах пунктиром показана граница гумусового слоя А)

В результате анализа геофизических данных с площадки поля № 6 установлено следующее. Почвенный горизонт характеризуется повышенным УЭС 90–120 на фоне подстилающих суглинков, что согласуется с данными других исследователей [Коснырева, 2007; Allred et al., 2008]. По интерпретации радарограмм толщина почвенного слоя составляет 20–30 см, а диэлектрическая проницаемость равна 14–15. Аномальное магнитное поле изменяется от -8 до $+5$ нТл, встречаются локальные интенсивные аномалии до -15 и $+19$ нТл. Выделены участки прямой корреляции повышенного магнитного поля, низкого УЭС и повышенной амплитуды отраженного георадарного сигнала.

Однако на примере сопоставления радарограммы и графика магнитного поля через весь экспериментальный участок показано отсутствие корреляции геофизических аномалий. По профилям на поле № 14 были также построены геоэлектрические разрезы и радарограммы. Почвенные горизонты отчетливо выделяются как на разрезах УЭС, так и на радарограммах. УЭС меняется от первых сотен до первых тысяч Ом·м. Высокие значения УЭС вызваны сезонным промерзанием и охлаждением разреза, так как измерения выполнялись 2 ноября, в период утренних заморозков. Связь электрических характеристик с урожайностью или содержанием гумуса установить достаточно сложно, так как точечное опробование в шурфах показало примерно одинаковое содержание органического вещества в почвенном слое в точках Р6 на профиле 1 и Р1 на профиле № 2.

На рис. 4 показана радарограмма и график магнитного поля по профилю, пересекающему весь участок исследований на поле № 14 с юго-востока на северо-запад. Хорошо заметно, что постепенное понижение значений аномального магнитного поля сопровождается возрастанием амплитуд отраженного сигнала в почвенном слое. Изменение энергии отраженного сигнала лучше визуализируется после преобразования Гильберта (рис. 4 в).

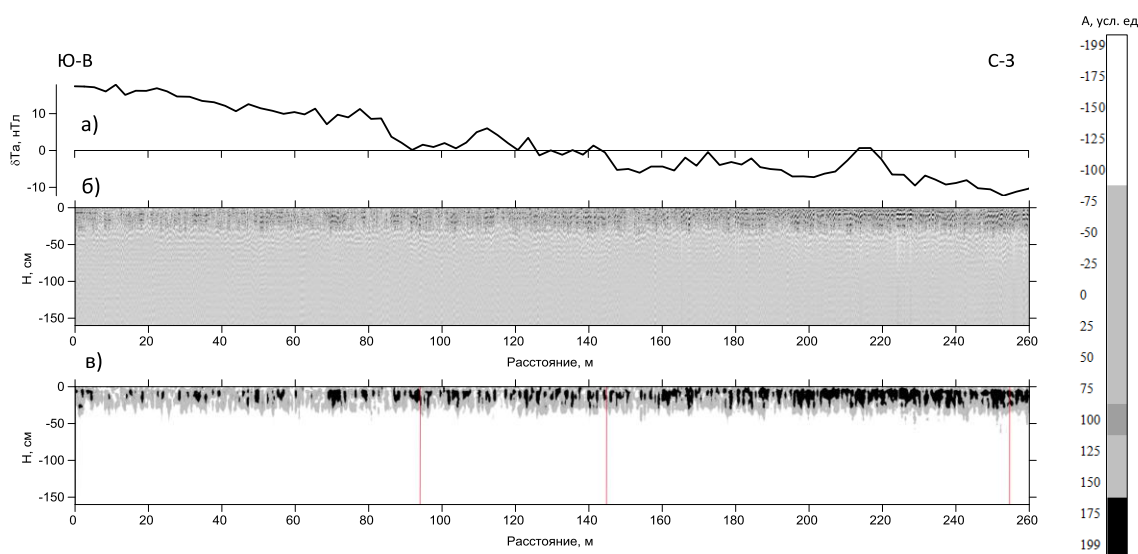


Рис. 4. График аномального магнитного поля (а), радарограмма (б) и амплитудный разрез после преобразования гильберта (в) по профилю через участок исследований поля № 14

Сопоставление данных об урожайности (Y) и физических полей показало следующее. Для ключевого участка поля № 6 установлено, что изменение аномальных значений модуля вектора магнитной индукции ориентировано согласно градиенту Y . При этом на данном участке нельзя однозначно связать уровень магнитных аномалий с показателем урожайности. Отрицательная аномалия в северной части участка пространственно соотносится с локальным понижением в рельефе (около 1 м). На ключевом участке поля № 14 наблюдается более четкое согласие распределения магнитных аномалий с величиной урожайности: величина модуля вектора магнитной индукции падает в том же направлении, в котором снижается значение Y . Это позволяет предположить наличие связи урожайности с количеством ферромагнитных минералов в почве.

Обсуждение

Полевые исследования показали, что природа взаимосвязи характера изменения магнитного поля и георадарного сигнала на данный момент неоднозначная. Например, были выделены участки прямой корреляции повышенного магнитного поля, низкого УЭС и повышенной амплитуды отраженного георадарного сигнала. Однако на примере сопоставления радарограммы и графика магнитного поля через весь экспериментальный участок показано отсутствие четкой корреляции геофизических аномалий.

Известно, что, как правило, повышение амплитуды георадарного сигнала отмечается во влажных грунтах. Мы установили корреляционную связь влажности и содержания органического вещества ($K = 0.8$). Таким образом, можно предположить, что георадарный сигнал отражает повышенное содержание органического вещества в почве. При этом на данных участках отмечается понижение значений магнитного поля. Отрицательные магнитные аномалии на поле № 6 могут объясняться особенностями микрорельефа: в случае локальных повышений рельефа ферромагнитные вещества могут вымываться в результате внутрипочвенного стока. В случае понижений создаются неблагоприятные условия для высокой урожайности из-за слишком высокого уровня влажности в случае обильных осадков. Между магнитными аномалиями и магнитной восприимчивостью отсутствует значимая связь, что говорит, вероятнее всего, о недостаточности выборки для данных условий. Вероятно, разрез имеет весьма неоднородное распределение Fe-содержащих минералов.

Заключение

В результате исследований установлена корреляционная зависимость влажности почвы и содержания в ней органического вещества ($K = 0.8$). В свою очередь, влажность влияет на амплитуду георадарного сигнала, что можно использовать для оценки содержания органического вещества в почве по данным георадиолокации. Возможно, это справедливо лишь в ранневесенний или осенний периоды (при отсутствии вегетирующих растений), поскольку растения,

интенсивно поглощая почвенную влагу, могут снижать полученную корреляционную зависимость с почвенным органическим веществом. Отрицательные аномалии модуля вектора магнитной индукции зарегистрированы на участках с пониженной урожайностью, а также на участках, связанных с небольшими понижениями или повышениями рельефа, что может являться следствием неоднородного распределения Fe-содержащих минералов, участвующих в процессах переноса.

Согласно результатам проведенного исследования, связь параметров почвы, определяющих плодородие, с геофизическими полями позволяет дополнить стандартную методику оценки урожайности комплексом геофизических методов. Одним из наиболее эффективных методов для этой цели представляется магнитная съемка вследствие ее высокой оперативности и наличия связи с урожайностью. Методы георадиолокации и электротомографии результативны на этапе детализации выявленных аномалий при сопоставлении с почвенными разрезами.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Новосибирской области: грант № 17-44-540892 p_a.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Воронин А. Я. Критерии идентификации строения и функциональных свойств почвенного профиля в георадиолокационных исследованиях с использованием георадара «Лоза-В» // Бюллетень Почвенного института им. В. В. Докучаева. – 2015. – № 80.
2. ГОСТ 28168-89. ПОЧВЫ. Отбор проб. Утвержден и введен в действие постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 26.06.89 № 2004. – М. : Издательство стандартов, 1989. – 8 с.
3. Золотая Л. А., Калишева М. В., Хмелевской В. К. Возможности геофизических методов при изучении состава и структуры почвенного покрова // Разведка и охрана недр. – 2004. – № 5. – С. 47–50.
4. Коснырева М. В. Разработка комплекса геофизических методов для решения прикладных задач почвенного картирования: диссертация ... кандидата геол.-мин. наук: 25.00.10; [Место защиты: МГУ] – Москва, 2007 – 135 с. Методические указания по проведению комплексного мониторинга плодородия почв земель сельскохозяйственного назначения. М. : ФГНУ «Росинформагротех». – 2003. – 240 с.
5. Algeo J., Van Dam R. L., Slater L. Early-Time GPR: A Method to Monitor Spatial Variations in Soil Water Content during Irrigation in Clay Soils // Vadose Zone Journal. – 2016. – Vol. 15. – № 11.
6. Allred B. J., Daniels J., Ehsani R., Collins M. E., Grejner-Brezinska D. A., Merry C. J. Handbook of Agricultural Geophysics. Boca Raton, Florida: CRC Press LLC. CRC Press, 2008. – 410 p.
7. Mathe V., Leveque F. High resolution magnetic survey for soil monitoring: detection of drainage and soil tillage effects. Earth and Planetary Science Letters. – 2003. – Vol. 212. – P. 241–251.
8. Rogers C. D. F. Chapman D. N., Entwistle D., Jones L., Kessler H., Metje N., Mica L., Morey M., Pospisil P., Price S., Raclavsky J., Raines M., Scott H., Thomas A. M. Predictive mapping of soil geophysical properties for GPR utility location surveys. In: 5th International Workshop on Advanced Ground Penetrating Radar, Granada, Spain. 2009. – P. 60–67.

9. Shi R., Cioppa M. T. Magnetic survey of topsoils in Windsor – Essex County, Canada. *Journal of Applied Geophysics*. – 2006 – Vol. 60. – P. 201–212.

REFERENCES

1. Voronin A. Ya. Kriterii identifikatsii stroeniya i funktsional'nyh svoystv pochvennogo profilya v georadiolokatsionnyh issledovaniyah s ispol'zovaniem georadara “Loza-V” // *Byulleten' Pochvennogo instituta im. VV Dokuchaeva*. – 2015. – № 80.
2. GOST 28168-89. POChVY. Otbor prob. Utverzhden i vveden v dejstvie postanovleniem Gosudarstvennogo komiteta SSSR po standartam ot 26.06.89 № 2004. M. : Izdatel'stvo standartov, 1989. – 8 s.
3. Zolotaya L. A., Kalisheva M. V., Hmelevskoj V. K. Vozmozhnosti geofizicheskikh metodov pri izuchenii sostava i struktury pochvennogo pokrova // *Razvedka i ohrana neдр.* – 2004. – № 5. – S. 47–50.
4. Kosnyreva M. V. Razrabotka kompleksa geofizicheskikh metodov dlya resheniya prikladnyh zadach pochvennogo kartirovaniya: dissertatsiya ... kandidata geol.-min. nauk: 25.00.10; [Mesto zashchity: MGU] – Moskva, 2007 – 135 s. Metodicheskie ukazaniya po provedeniyu kompleksnogo monitoringa plodorodiya pochv zemel' sel'skohozyajstvennogo naznacheniya. M. : FGNU «Rosinformagrotekh». – 2003. – 240 s.
5. Algeo J., Van Dam R. L., Slater L. Early-Time GPR: A Method to Monitor Spatial Variations in Soil Water Content during Irrigation in Clay Soils // *Vadose Zone Journal*. – 2016. – Vol. 15. – № 11.
6. Allred B. J., Daniels J., Ehsani R., Collins M. E., Grejner-Brezinska D. A., Merry C. J. *Handbook of Agricultural Geophysics*. Boca Raton, Florida: CRC Press LLC. CRC Press, 2008. – 410 p.
7. Mathe V, Leveque F. High resolution magnetic survey for soil monitoring: detection of drainage and soil tillage effects. *Earth and Planetary Science Letters*. – 2003. – Vol. 212. – P. 241–251.
8. Rogers C. D. F. Chapman D. N., Entwisle D., Jones L., Kessler H., Metje N., Mica L., Morey M., Pospisil P., Price S., Raclavsky J., Raines M., Scott H., Thomas A. M. Predictive mapping of soil geophysical properties for GPR utility location surveys. In: *5th International Workshop on Advanced Ground Penetrating Radar*, Granada, Spain. 2009. – P. 60–67.
9. Shi R., Cioppa M. T. Magnetic survey of topsoils in Windsor – Essex County, Canada. *Journal of Applied Geophysics*. – 2006 – Vol. 60. – P. 201–212.

© А. А. Заплавнова, В. В. Оленченко, Л. В. Цибизов, П. А. Барсуков, 2018

ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КЫЗЫЛ-ЧИН (ГОРНЫЙ АЛТАЙ)

Владимир Андреевич Гурьев

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент кафедры геофизики, тел. (913)469-77-10, e-mail: v.gurev@g.nsu.ru

Дарья Николаевна Ефремова

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент кафедры геофизики, тел. (913)482-28-07, e-mail: smiledasha1@mail.ru

Владимир Владимирович Оленченко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, зав. лабораторией геоэлектрики, тел. (383)330-79-08, e-mail: OlenchenkoVV@ipgg.sbras.ru

На примере исследований на месторождении Кызыл-Чин в Горном Алтае показано, что по данным площадной электротомографии выделяются рудоконтролирующие разломы, а по аномалии поляризуемости локализуется рудное тело.

Ключевые слова: Горный-Алтай, Кызыл-Чин, месторождение, рудная зона, разлом, мерзлота, электротомография, удельное электрическое сопротивление, поляризуемость.

GEOELECTRIC CHARACTERISTICS OF THE KYZYL-CHIN DEPOSIT (MOUNTANIOUS ALTAI)

Vladimir A. Gurev

Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Student, Department of Geophysics, phone: (913)469-77-10, e-mail: v.gurev@g.nsu.ru

Darya N. Efremova

Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Student, Department of Geophysics, phone: (913)482-28-07, e-mail: smiledasha1@mail.ru

Vladimir V. Olenchenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Associate Professor, Head of the Geoelectrics Laboratory, phone: (383)330-79-08, e-mail: OlenchenkoVV@ipgg.sbras.ru

Geoelectric characteristic of the Kyzyl-Chin deposit is given, as well as the results of electrical exploration at the site of one ore zone of this deposit, as well as their relation to the available geological information.

Key words: Mountainous Altai, Kyzyl-Chin, deposit, ore zone, fault, permafrost, electrical resistivity tomography, resistivity, chargeability.

Введение

Электроразведочные методы являются основными при поиске и разведке рудных месторождений [3, 5]. Это связано с высокой контрастностью рудных минералов или пород рудных зон с вмещающим материалом по электрическим свойствам. На территории Горного Алтая известен ряд полиметаллических месторождений, разведка которых происходила в 1950–1980-е гг. с применением геофизических технологий тех лет [1, 2, 4]. За последнее время электроразведка заметно продвинулась в техническом и программном обеспечении, что позволяет изучать месторождения на новом уровне.

Мы применили электротомографию методом сопротивлений и вызванной поляризации (ВП) для исследования Кызыл-Чинского полиметаллического месторождения с целью изучения его проявления в электрических полях. Основными задачами были построение площадной геоэлектрической модели по изучаемым профилям, а также сопоставление результатов с априорной геологической информацией.

Характеристика объекта исследований

Кызыл-Чинское месторождение расположено в 9 км юго-западнее с. Чаган-Узун на высотах 1 800–1 970 м и приурочено к зоне Кызыл-Чинского разлома, кинематически являющегося сбросом. Данный сброс представляет собой пучок сближенных субпараллельных разрывов с полосой гидротермальной проработки. В геологическом строении участвуют вулканогенная аксайская и терригенная кызылшинская свиты девонского возраста. Территория сложена светлыми породами с такими метасоматическими изменениями, как окварцевание, карбонатизация, каолинизация, флюоритизация, баритизация, сульфидизация. Околорудные изменения на месторождении представлены аргиллизитами. Рудное поле было выявлено по концентрированному полиметаллическому оруденению. Месторождение представлено 4 рудными зонами, каждая протяженностью около 1 км, мощностью от нескольких метров до 150 м, и прослеживается на глубину около 200–300 м. При помощи разведочных работ в 1978–1980 гг. подсчитаны следующие запасы в тыс. т: цинк – 192,2, серебро – 40,9 и свинец – 40,6 – при средних содержаниях 5,68 %, 12,1 % и 1,2 г/т соответственно [1].

Методика исследований

При зондировании использовались прямая и встречная трехэлектродные установки с шагом измерений 5 м по профилю. Максимальный разнос АО составил 205 м, что обеспечило глубинность исследований до 85 м.

Измерения выполнены на 6 профилях длиной по 235 м, расположенных на расстоянии 20 м. Поляризуемость пород оценивалась по параметру заряжаемости m , мВ/В.

Первичная обработка полевых данных проводилась в программе RiPPP. Инверсия осуществлялась в рамках двумерных и трехмерных моделей с учетом рельефа с помощью программ Res2DInv, Res3DInv. Результаты инверсии представлены в виде разрезов и карт распределения удельного электрического сопротивления (УЭС) и поляризуемости.

Результаты исследований

На рис. 1 приведены геоэлектрические разрезы УЭС (ρ) и поляризуемости (m) по профилю № 1 по данным 3D-инверсии. На разрезе по значениям УЭС выделяются две области низких значений ρ (менее 225 Ом·м), расположенные на расстоянии 50–165 и 175–230 м от начала профиля. Низкие значения УЭС вызваны изменениями горных пород в зонах разломов № 1, № 2.

На расстоянии 105–140 м от начала профиля установлена аномалия высоких значений УЭС, около 1 000–3 200 Ом·м, предположительно связанная с островной мерзлотой мощностью около 10 м. Криогенная природа этой аномалии объясняется высоким УЭС и расположением на теневом склоне северной экспозиции.

Область высоких значений поляризуемости (110–190 мВ/В) мощностью около 15 м, расположенная в интервале профиля 125–155 м, интерпретируется как рудное тело, приуроченное к разлому. Для этой же области характерны низкие значения УЭС, около 125–315 Ом·м.

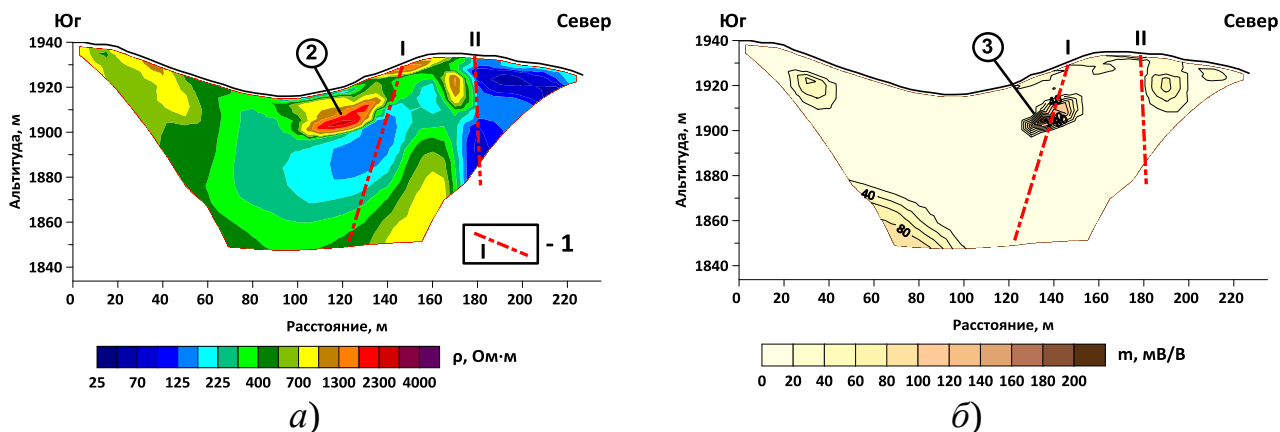


Рис. 1. Разрез удельного электрического сопротивления (а) и поляризуемости (б):

1 – разломы и их номера; 2 – линза многолетнемерзлых пород; 3 – предполагаемое рудное тело

Повышенная поляризуемость и пониженное УЭС горных пород, слагающих рудное тело, свидетельствуют о наличии первичных слабо окисленных полиметаллических минералов [3].

Для прослеживания зон разломов была построена карта изоом на глубине 20 м (рис. 2), на которой выражены линейные аномалии северо-восточного простирания пониженных ρ (менее 175 Ом·м), вызванные зонами разломов № 1 и № 2. На карте поляризуемости (рис. 2) в западной части участка в разломе № 1 выделяется повышенная аномалия m (до 110–190 мВ/В), интерпретируемая как рудное тело.

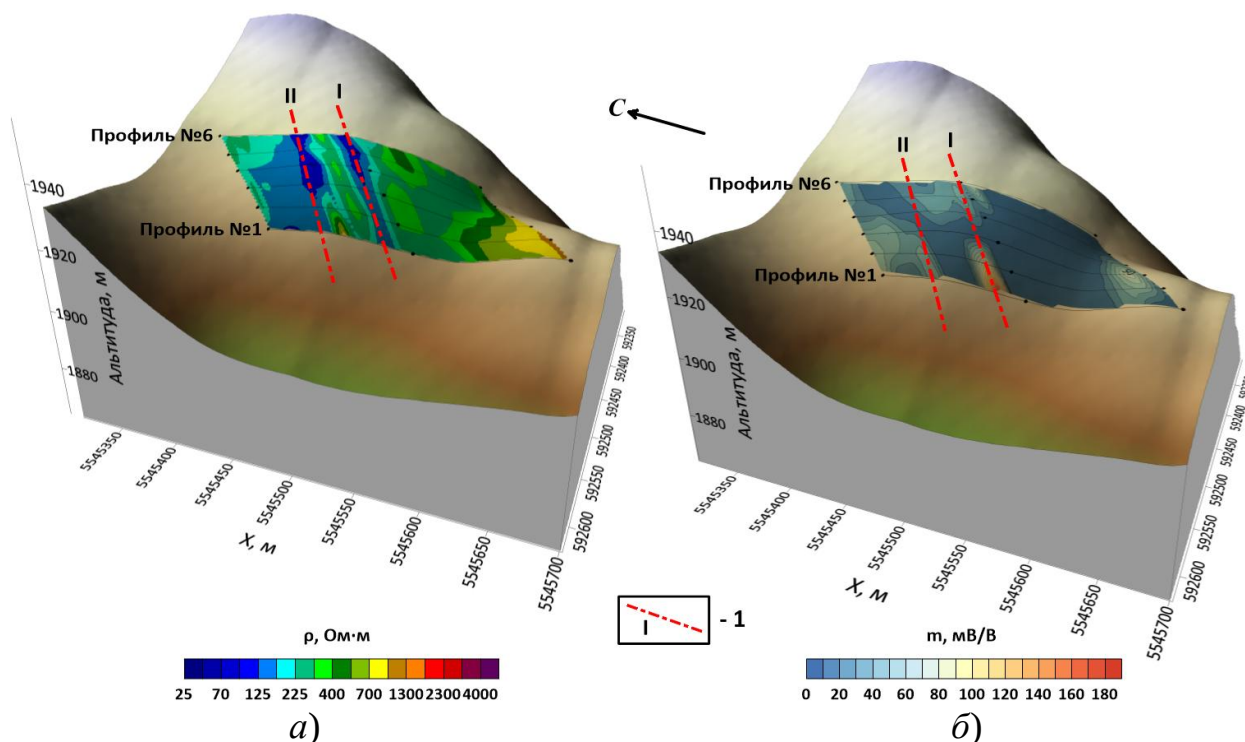


Рис. 2. Карта изоом (а) и карта поляризуемости (б) на глубине 20 м по данным 3D-инверсии, где 1 – зоны разломов

Выводы

В результате исследований на месторождении Кызыл-Чин была построена площадная модель, вертикальные и горизонтальные ее срезы.

Распределение УЭС отражает структурно-геологическое и геокриологическое строение участка. В частности, выделены линейные зоны низкого сопротивления северо-восточного простирания, предположительно, связанные с рудоконтролирующими разломами. В этих структурах выявлена локальная аномалия повышенной поляризуемости, вероятно, связанная с рудным телом.

На склоне северной экспозиции установлены геоэлектрические признаки островной многолетней мерзлоты.

Полученные результаты показали высокую эффективность метода электротомографии при исследовании рудного месторождения в условиях Горного Алтая, что говорит о возможности более детального изучения подобных объектов этого региона.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гусев А. И. Полиметаллическое оруденение Горного Алтая: перспективы и прогнозная оценка. – Бийск : Бийский педагогический государственный университет, 2007. – 7 с.
2. Гусев А. И. Минералогия и полезные ископаемые Республики Алтай. – Бийск : Алтайская государственная академия им. В. М. Шукшина, 2010. – 382 с.
3. Добрынин В. М., Вендельштейн Б. Ю., Кожевников Д. А. Петрофизика (Физика горных пород). – М. : Нефть и газ, 2004. – 368 с.
4. Молчанова О. Т. Топонимический словарь Горного Алтая. – Горно-Алтайск : Горно-Алтайское отделение Алтайского книжного издательства, 1979. – 395 с.
5. Хмелевской В. К. Основной курс электроразведки. – М. : Изд-во МГУ, 1970. – Ч. 1. – 245 с.

REFERENCES

1. Gusev A. I. Polimetallichesкое orudnenie Gornogo Altaja: perspektivy i prognoznaja ocenka. – Bijsk : Bijskij Pedagogicheskij Gosudarstvennyj Universitet, 2007. – 7 s.
2. Gusev A. I. Mineragenija i poleznye iskopaemye Respubliki Altaj. – Bijsk : Altajskaja Gosudarstvennaja Akademija im. V. M. Shukshina, 2010. – 382 s.
3. Dobrynin V. M., Vendel'shtejn B. Ju., Kozhevnikov D. A. Petrofizika (Fizika gornyh porod). – M. : Neft' i gaz, 2004. – 368 s.
4. Molchanova O. T. Toponimicheskij slovar' Gornogo Altaja. – Gorno-Altajsk : Gorno-Altajskoe otdelenie Altajskogo knizhnogo izdatel'stva, 1979. – 395 s.
5. Hmelevskoj V. K. Osnovnoj kurs jelektrozvedki. – M. : Izd-vo MGU, 1970. – Ch. 1. – 245 s.

© В. А. Гурьев, Д. Н. Ефремова, В. В. Оленченко, 2018

ИЗУЧЕНИЕ ПЛОТИНЫ БОГУЧАНСКОЙ ГЭС МЕТОДОМ СТОЯЧИХ ВОЛН

Александр Александрович Бах

Алтае-Саянский филиал ФИЦ ЕГС РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, старший научный сотрудник, тел. (913)713-51-09, e-mail: bach@gs.nsc.ru

Александр Федорович Еманов

Алтае-Саянский филиал ФИЦ ЕГС РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор технических наук, директор филиала, тел. (383)333-27-08, e-mail: emanov@gs.nsc.ru

Владимир Иванович Клёцин

ЗАО «Инженеринговый центр «Базис», 119049, Россия, г. Москва, пл. Калужская, 1, к. 2, кандидат технических наук, генеральный директор, тел. (495)951-39-83

Плотина Богучанской ГЭС изучена методом стоячих волн. Выявлены четыре собственные частоты каменной плотины и установлен факт отсутствия резонансов в каменно-насыпной части плотины. На собственных колебаниях плотины отражается блочное строение бетонной плотины. Так, на частоте 3,222 Гц изучена первая мода стационарной части плотины, а на частоте 3,515 Гц – третья мода стационарной и глухой частей плотины. Еще две стоячие волны являются шестой и восьмой модами для колебаний в бетонной плотине в целом. Полученные данные важны для экспериментального обоснования моделей плотины и для системы инженерно-сейсмологического мониторинга.

Ключевые слова: плотины ГЭС, собственные колебания, стоячие волны, сейсмостойкость, Ангара.

RESEARCH OF DAM AT BOGUCHANY HPP BY THE STANDING WAVES METHOD

Alexander A. Bah

Altai-Sayan Branch of the FRC UGS RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Senior Researcher, phone: (913)713-51-09, e-mail: bach@gs.nsc.ru

Alexander F. Emanov

Altai-Sayan Branch of the FRC UGS RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Branch Director, phone: (383)333-27-08, e-mail: emanov@gs.nsc.ru

Vladimir I. Kletcin

Closed Joint-Stock Company "Engineering center "Basis", 1, building 2, Kaluzhskaya Sq., Moscow, 119049, Russia, Ph. D., General Director, phone: (495)951-39-83

The dam at Boguchany HPP was researched by the standing waves method. Four natural frequencies of a stone dam have been identified and the fact of the absence of resonances in the stone-bulk part of the dam have been determined. The block structure of the concrete dam influence on the dam's natural vibrations. So at the frequency of 3,222 Hz, the first mode of the station part of the dam was studied, and at the frequency 3,515 the third mode of the station and deaf parts of the dam was investigated. Two more standing waves are the sixth and eighth modes for oscillations in a concrete dam as a whole. The obtained data are important for the experimental substantiation of dam models and for the system of engineering-seismological monitoring.

Key words: dams HPP, natural vibrations, standing waves, seismic resistance, Angara.

Богучанская ГЭС (рис. 1) – последняя электростанция в Ангарском каскаде. Расположена в Красноярском крае, примерно в 400 км от места впадения Ангары в Енисей, в 10 км от города Козьмодемьянск.

Напорный фронт Богучанской ГЭС длиной 2690 м сформирован двумя плотинами: бетонной и каменно-набросной. Бетонная плотина длиной 828,7 м и наибольшей высотой 96 м (отметка гребня – 214 м) состоит из глухой, станционной и водосбросной частей, которые, в свою очередь, разрезаны конструктивными деформационными швами на секции. Глухая часть плотины общей длиной 339,2 м состоит из 18 секций. В станционной части плотины длиной 270 м (9 секций по 30 м каждая) размещены водоприемники с затворами, а также напорные водоводы диаметром 10 м для подачи воды к турбинам ГЭС. В теле плотины имеется несколько галерей. Каменно-набросная плотина имеет длину 1 861,3 м, максимальную высоту 77 м (отметка гребня – 212 м) и ширину по гребню 20 м.



Рис. 1. Богучанская ГЭС

Богучанская ГЭС является крупнейшим долгостроем среди гидроэлектростанций России. Ее проектирование начиналось в 1960-е гг. Строительство начато в 1980-е гг., запуск гидроагрегатов был осуществлен в 2013 г. Учитывая длительный период строительства, плотина ГЭС и ее скальное основание изучались комплексом методов геофизики [1, 2, 8].

В настоящей работе представлены инженерно-сейсмологические исследования плотины методом стоячих волн [4, 6, 9]. Данный метод зарекомендовал себя при исследовании крупных объектов (и прежде всего плотин ГЭС) как высокоточный и детальный в изучении серии резонансов, формирующихся в этих объектах [3–5, 10]. Метод стоячих волн позволяет обнаружить набор собственных частот плотины и для каждой из них построить карты амплитуд и фаз, что обеспечивает полное знание резонансного усиления колебаний плотины, позволяет выполнять диагностику ее состояния и является основой для верификации

модели плотины по сопоставлению экспериментальных и расчетных данных. Измерения выполнялись как в бетонной плотине, так и на каменно-набросной.

Стоячие волны когерентны во времени, и это их свойство позволяет, выполняя регистрацию колебаний в одной или нескольких опорных точках и множестве подвижных, получить одновременные записи стоячих волн на сколь угодно плотной системе наблюдений в теле исследуемого объекта [4, 6, 9], и при этом осуществляется фильтрация волн по когерентности. На записях останутся только стоячие волны, что обеспечит высокую точность изучения собственных колебаний плотины.

На бетонной плотине измерения микросейсмических колебаний выполнены в период с 17 по 20 декабря 2016 г. в 1 014 точках по 7 уровням во внутренних галереях (от цементационной на уровне 120 м до гребня плотины 214 м). Для обработки массива данных по методу стоячих волн в инженерной галерее (рис. 2) на уровне 210 м были установлены 3 опорные точки. Система наблюдений приведена на рис. 2.



Рис. 2. Система наблюдений в бетонной плотине Богучанской ГЭС

Запись колебаний проводилась на автономные регистраторы «Байкал АСН-75» и «Байкал АСН-88». В качестве приемников колебаний применены пьезокерамические акселерометры фирмы «Геоакустика» А1632 и А1638. При проведении работ было задействовано 13 перемещаемых регистраторов. Время накопления на каждой точке – 10 минут. Общее время проведения работ – 4 дня. На грунтовой плотине измерения выполнены в 20 точках. Опорная точка одна, устанавливается на пикете. Время регистрации на каждой точке – 30 мин.

В результате обработки всего массива информации определены собственные частоты колебаний бетонной плотины, построены карты амплитуд собственных колебаний. Всего выделены четыре собственные частоты (таблица).

Собственные частоты колебаний бетонной плотины Богучанской ГЭС

Номер моды по порядку	Номер моды	Значение частоты, Гц	Направленность колебаний
1	1	3,222	Горизонтальные X, по потоку
2	3	3,515	Горизонтальные X, по потоку
3	6	4,394	Горизонтальные X, по потоку
4	8	5,175	Горизонтальные X, по потоку

Карты амплитуд с указанием направления колебаний даны на рис. 3. Регистрируются только частоты в направлении X, т. е. по потоку в диапазоне частот от 3 до 6 Гц. Плотина Богучанской ГЭС гравитационная, массивная, состоит из глухой, станционной и водосбросной частей, которые, в свою очередь, разрезаны конструктивными деформационными швами на секции. Глухая часть плотины общей длиной 339,2 м состоит из 18 секций: 11 секций (№ 0–10) сопрягают плотину с левым берегом, секция № 23 располагается между водосбросами № 1 и 2, в секции № 29 размещался временный шлюз, секции № 30–34 обеспечивают сопряжение с каменно-набросной плотиной, образуя вместе с подпорными стенками верхнего и нижнего бьефа сопрягающий устой. В станционной части плотины длиной 270 м (9 секций № 11–19 длиной по 30 м каждая) размещены водоприемники с затворами и сороудерживающими решетками, а также напорные водоводы диаметром 10 м для подачи воды к турбинам ГЭС. Водосбросная часть плотины общей длиной 200 м образует водосбросы № 1 и 2.

Собственных колебаний в направлениях поперек потока и вертикальном не зарегистрировано.

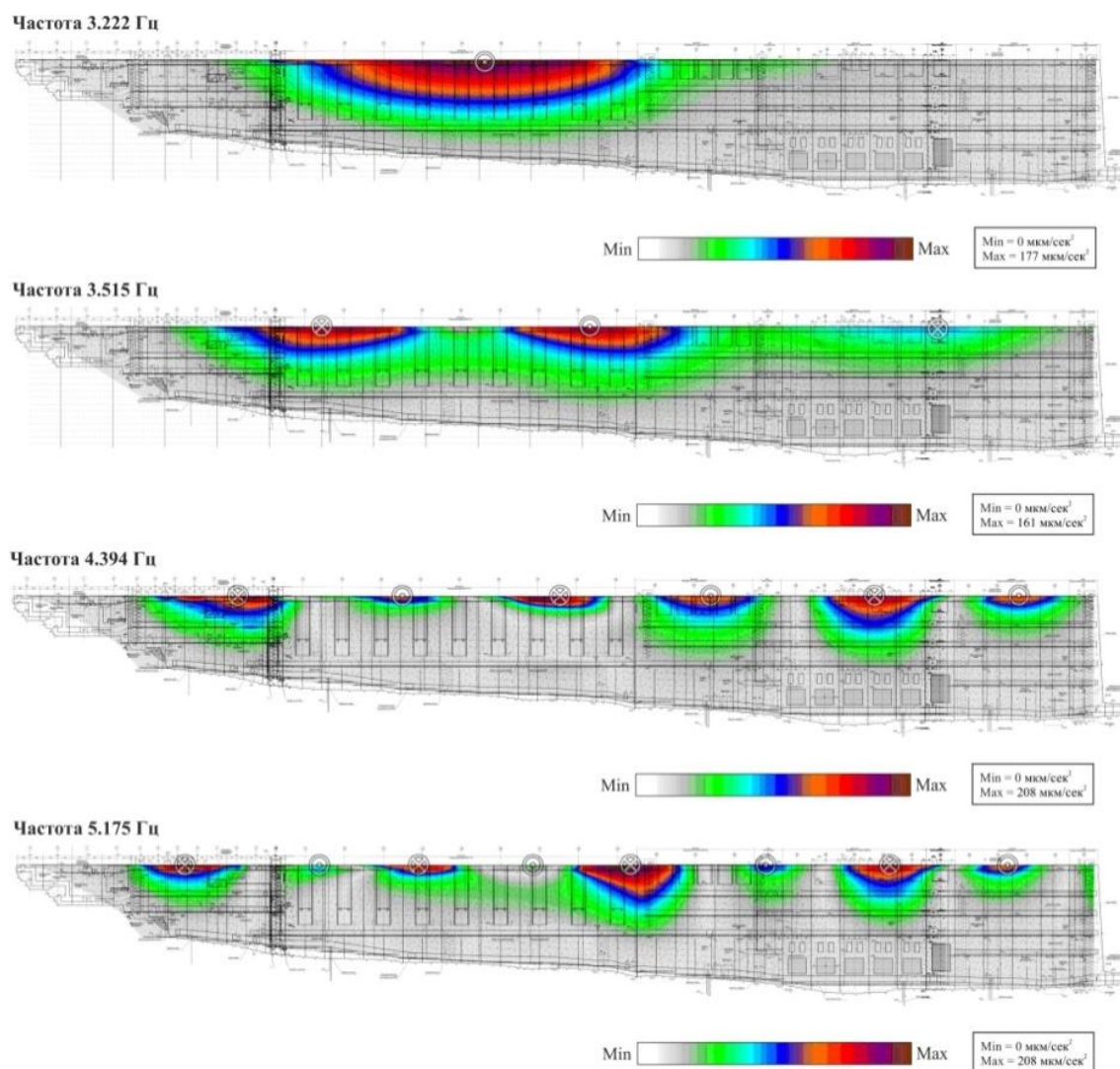


Рис. 3. Карты амплитуд стоячих волн в плотине Богучанской ГЭС

Карты стоячих волн (см. рис. 3) позволяют установить, что мы имеем дело с колебаниями первой моды с частотой 3,222 Гц, третьей моды с частотой 3,515 Гц, шестой моды с частотой 4,394 и восьмой моды с частотой 5,175 Гц. По картам определяется, что стоячие волны сформированы между разными пространственными границами. Так, первая мода колебаний пространственно ограничена в стационарной части плотины. Третья мода своей третьей пучностью выходит в глухую часть бетонной плотины. Шестая и восьмая моды сформированы в бетонной плотине в целом. Аналогичные эффекты формирования стоячих волн как в объекте в целом, так и в его частях фиксируются в сложных конструкциях зданий [7]. Такая особенность формирования поля стоячих волн указывает на присутствие отражающих границ внутри бетонной плотины.

При инженерно-сейсмологических исследованиях на каменно-набросной плотине Богучанской ГЭС получены следующие результаты:

- собственных резонансных частот в каменно-набросной плотине не зафиксировано;
- максимальная амплитуда микросейсмических колебаний наблюдается в зоне стыка каменно-набросной и бетонной плотин;
- в направлении X, по потоку в диапазоне частот 3–5 Гц в каменно-набросной плотине регистрируются колебания, связанные с излучением в нее бетонной плотины на резонансных частотах.

Амплитуды данных вибраций в каменно-набросной плотине плавно уменьшаются при удалении от бетонной плотины к береговому примыканию (1,8 км). На рис. 4 приведен график изменения амплитуд колебаний в каменно-набросной плотине, излучаемых в нее на собственных частотах бетонной плотины. На этом же рисунке приведена система наблюдений в каменно-набросной плотине.

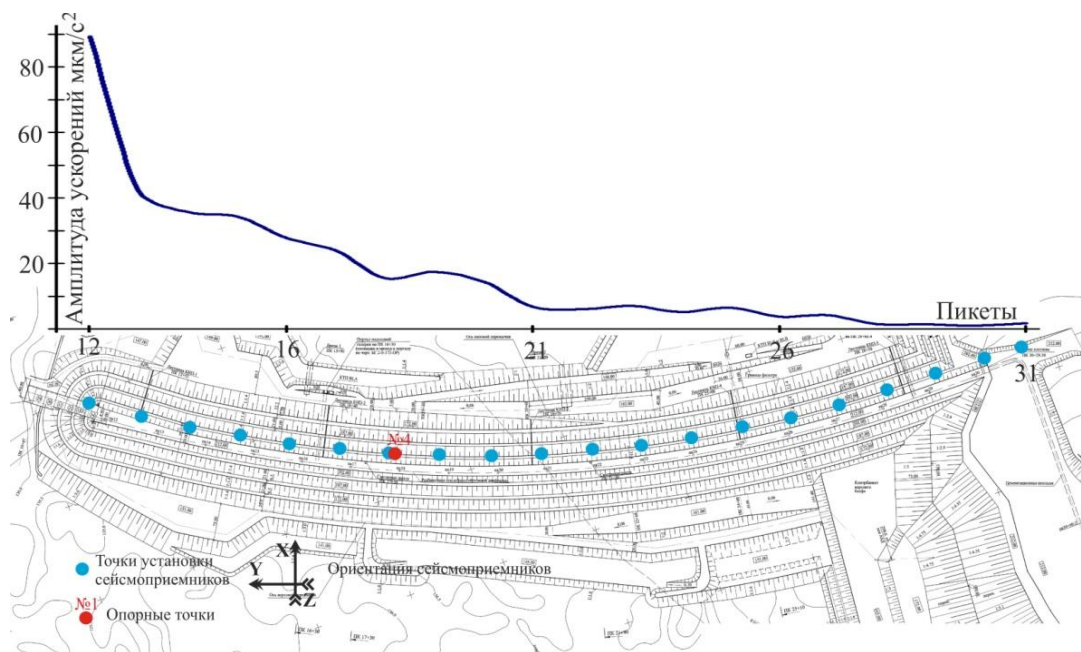


Рис. 4. Каменно-набросная плотина и амплитуды колебаний, излучаемых в нее бетонной плотиной Богучанской ГЭС

Полученные экспериментальные данные о собственных колебаниях плотины Богучанской ГЭС являются основой для верификации моделей, используемых для расчета ее сейсмостойкости, и являются важной информацией для систем инженерно-сейсмологического мониторинга данной плотины.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Анискин Н. А., Василевская Л. С. Антонов А. С. Комплекс геофизических методов для оценки качества бетонирования при строительстве Богучанской ГЭС // Вестник МГСУ. – 2017. – № 9. – С. 1019–1026.
2. Вавилова В. К., Юрьев С. В. Обеспечение надежности бетонной плотины Богучанской ГЭС на основе контроля состояния контактного шва со стороны верховой грани // Вестник МГСУ. – 2013. – № 7. – С. 157–166.
3. Возможности и результаты инженерно-сейсмологического обследования зданий и сооружений / В. С. Селезнёв, А. П. Кузьменко, А. Ф. Еманов и др. // Методы изучения, строение и мониторинг литосферы. – Новосибирск : СО РАН, 1998. – С. 98–104.
4. Детальные инженерно-сейсмологические исследования зданий и сооружений / А. Ф. Еманов, В. С. Селезнёв, А. П. Кузьменко и др. // Методы изучения, строение и мониторинг литосферы. – Новосибирск : СО РАН, 1998. – С. 61–72.
5. Детальные инженерно-сейсмологические исследования плотины Саяно-Шушенской ГЭС / А. Ф. Еманов, А. А. Бах, И. А. Данилов и др. // Вестник Красноярской государственной архитектурно-строительной академии: сб. науч. тр. вып. 6. – Красноярск : КрасГАСА, 2003. – С. 86–108.
6. Еманов А. Ф., Селезнев В. С., Бах А. А. Когерентное восстановление полей стоячих волн как основа детального сейсмологического обследования зданий и сооружений // Сейсмостойкое строительство. Безопасность сооружений. – 2007. – № 3. – С. 20–24.
7. Еманов А. Ф., Красников А. А. Применение метода стоячих волн для исследования сейсмоизолированных зданий // Вопросы инженерной сейсмологии. – 2015. – Т. 42, № 4. – С. 37–64.
8. Комплексные исследования деформационных свойств массива долеритов в основании бетонной плотины Богучанской ГЭС / А. И. Савич, В. И. Речитский, А. М. Замахаяев, К. О. Пудов // Гидротехническое строительство. – 2011. – № 3. – С. 12–22.
9. Пересчет стоячих волн при детальных инженерно-сейсмологических исследованиях / А. Ф. Еманов, В. С. Селезнев, А. А. Бах и др. // Геология и геофизика. – 2002. – № 2. – С. 192–206.
10. Результаты инженерно-сейсмологического обследования Зейской ГЭС / А. П. Кузьменко, В. С. Сабуров, А. А. Бах и др. // Проблемы региональной геофизики: матер. геофизической конф., посвященной 70-летию со дня рождения С. В. Крылова. – 2001. – С. 81–83.

REFERENCES

1. Aniskin N. A., Vasilevskaja L. S. Antonov A. S. Kompleks geofizicheskikh metodov dlja ocenki kachestva betonirovaniya pri stroitel'stve Boguchanskoj GJeS // Vestnik MGSU. – 2017. – № 9. – S. 1019–1026.
2. Vavilova V. K., Jur'ev S. V. Obespechenie nadjozhnosti betonnoj plotiny Boguchanskoj GJeS na osnove kontrolja sostojaniya kontaktnogo shva so storony verhovoj grani // Vestnik MGSU. – 2013. – № 7. – S. 157–166.
3. Vozmozhnosti i rezul'taty inzhenerno-sejsmologicheskogo obsledovanija zdaniy i sooruzhenij / V. S. Seleznojov, A. P. Kuz'menko, A. F. Emanov i dr. // Metody izuchenija, stroenie i monitoring litosfery. – Novosibirsk : SO RAN, 1998. – S. 98–104.

4. Detal'nye inzhenerno-sejsmologicheskie issledovanija zdaniy i sooruzhenij / A. F. Emanov, V. S. Seleznjov, A. P. Kuz'menko i dr. // *Metody izuchenija, stroenie i monitoring litosfery*. – Novosibirsk : SO RAN, 1998. – S. 61–72.
5. Detal'nye inzhenerno-sejsmologicheskie issledovanija plotiny Sajano-Shushenskoj GJeS / A. F. Emanov, A. A. Bah, I. A. Danilov i dr. // *Vestnik Krasnojarskoj gosudarstvennoj arhitekturno-stroitel'noj akademii: sb. nauch. tr. vyp. 6*. – Krasnojarsk : KrasGASA, 2003. – S. 86–108.
6. Emanov A. F., Celeznev V. C., Bah A. A. Kogerentnoe vosstanovlenie polej stojachih voln kak osnova detal'nogo sejsmologicheskogo obsledovanija zdaniy i sooruzhenij // *Sejsmostojkoe stroitel'stvo. Bezopasnost' sooruzhenij*. – 2007. – № 3. – S. 20–24.
7. Emanov A.F., Krasnikov A.A. Primenenie metoda stojachih voln dlja issledovanija sejsmoizolirovannyh zdaniy // *Voprosy inzhenernoj sejsmologii*. – 2015. – T. 42, № 4. – S. 37–64.
8. Kompleksnye issledovanija deformacionnyh svojstv massiva doleritov v osnovanii betonnoj plotiny Boguchanskoj GJeS / A. I. Savich, V. I. Rechitskij, A. M. Zamahaev, K. O. Pudov // *Gidrotehnicheskoe stroitel'stvo*. – 2011. – № 3. – S. 12–22.
9. Pereschet stojachih voln pri detal'nyh inzhenerno-sejsmologicheskikh issledovanijah / A. F. Emanov, V. C. Celeznev, A. A. Bah i dr. // *Geologija i geofizika*. – 2002. – № 2. – S. 192–206.
10. Rezul'taty inzhenerno-sejsmologicheskogo obsledovanija Zejskoj GJeS / A. P. Kuz'menko, V. S. Saburov, A. A. Bah i dr. // *Problemy regional'noj geofiziki: mater. geofizicheskoj konf., posvjashhennoj 70-letiju so dnja rozhdenija S. V. Krylova*. – 2001. – S. 81–83.

© A. A. Бах, А. Ф. Еманов, В. И. Клёцин, 2018

ОЦЕНКА МОЩНОСТИ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД НА ЮГО-ВОСТОКЕ ВИЛЮЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ ПО СЕЙСМИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Владимир Дмитриевич Суворов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник лаборатории глубинных геофизических исследований и региональной сейсмичности, тел. (383)330-60-18, e-mail: SuvorovVD@ipgg.sbras.ru

Андрей Александрович Елисеев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, инженер лаборатории глубинных геофизических исследований и региональной сейсмичности, тел. (383)330-60-18, e-mail: EliseevAA@ipgg.sbras.ru

Елена Александровна Мельник

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией глубинных геофизических исследований и региональной сейсмичности, тел. (383)330-60-18, e-mail: MelnikEA@ipgg.sbras.ru

Выявлены сейсмические признаки наличия толщи многолетнемерзлых пород в юго-восточной части Вилуйской синеклизы и оценена ее мощность вдоль отрезка опорного профиля 3-ДВ. Толща многолетнемерзлых пород представлена двумя слоями с различными градиентами скорости (положительным в верхнем и отрицательным в нижнем). Параметры этих слоев влияют на длину годографов рефрагированных и отраженных волн, что используется для оценки мощности толщи многолетнемерзлых пород.

Ключевые слова: сейсмическая мощность многолетнемерзлых пород, Вилуйская синеклиза, метод прямого лучевого трассирования.

ESTIMATE THICKNESS OF PERMAFROST IN THE VILUYI BASIN SOUTHEASTERN PART BY SEISMIC DATA

Vladimir D. Suvorov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Chief Researcher, Laboratory of Deep Geophysical Investigations and Regional Seismology, phone: (383)330-60-18, e-mail: SuvorovVD@ipgg.sbras.ru

Andrey A. Eliseev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Engineer, Laboratory of Deep Geophysical Investigations and Regional Seismology, phone: (383)330-60-18, e-mail: EliseevAA@ipgg.sbras.ru

Elena A. Melnik

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Head of Laboratory of Deep Geophysical Investigations and Regional Seismology, phone: (383)330-60-18, e-mail: MelnikEA@ipgg.sbras.ru

Seismic indications of the permafrost layer in the southeastern part of the Vilyui syncline are detected and its thickness is estimated. The permafrost thickness represents by two layers with different gradients of velocity (positive in the upper and negative in the lower ones). These parameters affect the travel curve lengths of the refracted and reflected waves, which uses to estimate the permafrost thickness.

Key words: seismic permafrost thickness, Vilyui basin, forward ray tracing.

Оценка мощности многолетнемерзлых пород (ММП) по сейсмическим данным представляет значительный интерес не только для введения поправок за неоднородность верхней части разреза в сейсморазведке, но и при решении инженерных и экологических задач, связанных с мониторингом ее состояния. Существует много работ, посвященных изучению свойств ММП по сейсмическим данным, но наибольшие затруднения встречаются при оценке ее мощности [Зыков, 1976; Деменицкая, 1939; Кузнецов и др., 2014; Седов, 1988; Скворцов и др., 2011; Draebing & Krautblatter, 2012; Hatlelid & MacDonald, 1982 и др.]. Многолетнемерзлые породы, перекрывающие толщу с относительно пониженной скоростью, являются экраном для проникающих вглубь рефрагированных волн. Непосредственное определение наибольшей скорости в мерзлоте и оценка ее мощности возможны по продольной волне в первых вступлениях, область прослеживания которой ограничивается зоной тени и контролируется мощностью мерзлых пород, связанной с началом понижения скорости за счет повышения температуры с глубиной. Определенное применение на практике находит использование поперечных отраженных волн, коэффициенты отражения которых от границы между мерзлыми и талыми породами заметно выше, чем по продольным волнам [Кузнецов и др., 2014; Скворцов и др., 2011]. Оригинальный способ определения мощности ММП по сопряженным точкам преломленной волны от подстилающего скального фундамента предложен в работе [Быков и др., 1977]. Однако его практическое применение ограничивается трудностью определения положения сопряженных точек на годографах прямого и встречного направлений. Новые возможности оценки мощности ММП появляются в связи с развитием численного моделирования кинематики распространения сейсмических волн различной природы методом прямого лучевого трассирования.

Построение сейсмического разреза осадочного чехла выполнено с применением двумерного лучевого трассирования в программе SeisWide [Zelt, Smith, 1992] способом проб и ошибок так, чтобы уменьшить невязки времен пробега волн между теоретическими и наблюдаемыми годографами до приемлемой величины 0,05–0,07 с.

В работе использованы данные вдоль отрезка сейсмического профиля 3-ДВ (1 200–1 300 км), пересекающего юго-восточную часть Вилуйской синеклизы, где верхняя часть разреза представлена толщей меловых и палеогеновых отложений, состоящих из песчаника, алевролита и глины [Тектоника, ...2001]. Рассмотрены данные на участке длиной 100 км вдоль ломаной линии (рис. 1) между пунктами возбуждения (ПВ 117–128). Они получены с помощью группы

из четырех 30-тонных вибраторов СВ-30-150б «Русич» (группирование на базе 40–50 м при количестве вибровоздействий 10–16) при линейном свипе в полосе частот 10–36 Гц (длительность свип-сигнала 30 с). Расстояния источник-приемник вдоль линии наблюдения (автодорога) до 40 км, с шагом источников по профилю 10 км и приемников 50 м. Для подавления повышенного фона корреляционных помех, затрудняющих выделение и прослеживание фаз первых волн, использовалась полосовая фильтрация в диапазоне частот 10–15 – 30–35 Гц.

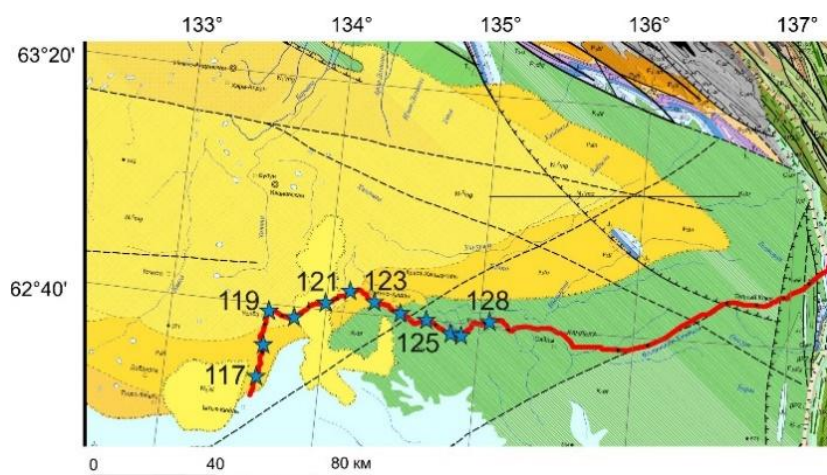


Рис. 1. Геологическая карта юго-восточной окраины Вилуйской синеклизы (масштаб 1 : 1 000 000) на участке профиля 3-ДВ (красная линия). Звездочками показана рассматриваемая часть профиля между пунктами возбуждения 117 – 128

Пример на рис. 2 иллюстрирует волновую картину и лучевую схему распространения волн в верхней части разреза на участке с мерзлыми породами. Особенность ее проявляется в резком уменьшении интенсивности волны (P_1), наблюдающимся в первых вступлениях так, что ее можно уверенно проследить только на удалениях от источника до 5 км при кажущейся скорости волны 3.9 км/с. Различие частоты колебаний на правой и левой частях коррелограммы можно объяснить степенью промерзания грунта и различиями в условиях установки вибраторов.

В первых вступлениях после протяженной зоны тени прослеживается фаза преломленно-рефрагированной волны P_2 с кажущейся скоростью около 6.1 км/с. В последующих вступлениях надежно выделяется фаза отраженной волны с гиперболической формой годографа ($P_{отр2}$) от нижележащей границы. Область ее надежного прослеживания ограничена расстояниями от источника до 8 км. Начальная точка прослеживания волны P_2 совпадает с отраженной волной $P_{отр2}$, что указывает на их отношение к общей границе. При этом кажущаяся асимптотическая скорость по годографу отраженной волны равна кажущейся скорости волны P_1 в первых вступлениях, 3.9 км/с. Получается, что скорость

в приповерхностном слое ММП является максимальной в разрезе вплоть до границы, где кажущаяся скорость преломленной волны увеличивается скачком до 6.1 км/с. На волновой картине между волной в первых вступлениях вблизи пункта возбуждения P_1 и отраженной $P_{отр2}$ нанесен теоретический годограф отраженной волны $P_{отр1}$, предположительно от границы между талыми и мерзлыми породами.

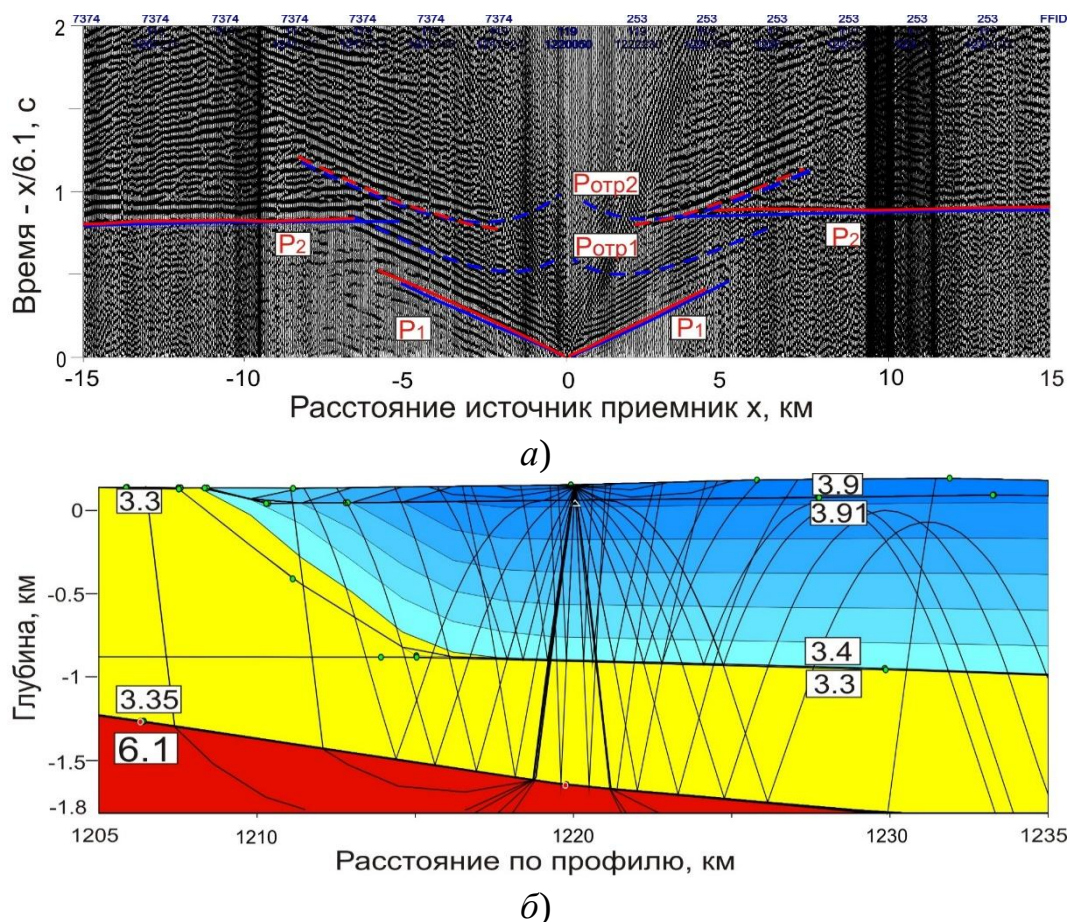


Рис. 2. Коррелограмма (а) из ПВ 119 в редуцированном масштабе времен (скорость редукции 6.1 км/с). Сгущение трасс в виде темных полос обусловлено кривизной линии наблюдения. Красным цветом показаны наблюдаемые годографы первых (сплошные линии) и последующих вступлений (штриховые), синим цветом – рассчитанные по модели (б)

На рис. 2 на разрезе показаны значения скорости в км/с.

Ограничение области прослеживания волны P_1 связано со скоростью и мощностью слоя ММП мерзлых пород. Моделирование показывает, что удовлетворительное соответствие наблюдаемых и теоретических годографов достигается при градиенте скорости в слое мерзлоты 0,01 км/с и мощности до 90 м (рис. 2, б). Однако при этом область прослеживания отраженной волны $P_{отр2}$ оказывается меньше наблюдаемой на 3–4 км, ограничиваясь кажущейся скоростью, превышающей 3,9 км/с. Увеличение длины годографа волны $P_{отр2}$ можно получить вве-

дением дополнительного слоя, в котором скорость уменьшается под влиянием температуры от 3,91 до 3,4 км/с и увеличивается кривизна лучей (рис. 2, б). Выделить колебания, относящиеся к отраженной волне ($P_{отр1}$) от условно выделенной границы между ММП и тальми породами в окрестности теоретического годографа, затруднительно на фоне интенсивных колебаний с кажущейся скоростью около 3,9 км/с (рис. 2). При этом дополнительно возникает неопределенность в оценках не только скорости и мощности слоя ММП, но также и скорости в подстилающей толще пород, если она меньше, чем в ММП. Для уменьшения неопределенности необходимо иметь дополнительную информацию.

Ситуация оказывается более определенной при рассмотрении волновой картины и результатов лучевого моделирования на участке отсутствия ММП в пойме р. Татта (рис. 1, 3). Кажущаяся скорость волны P_1 в этом случае уменьшается до 3,3 км/с (в мерзлоте – 3,9 км/с) при отсутствии зоны тени. Асимптотическое значение кажущейся скорости волны $P_{отр2}$ около 3,38 км/с свидетельствует о небольшом увеличении скорости с глубиной в разрезе осадочного чехла. В прямом направлении эта волна имеет уменьшенную до 9 км область прослеживания, в сравнении с встречным годографом, где она достигает 13 км, что уверенно коррелируется с присутствием мерзлоты в первом случае и ее отсутствием во втором.

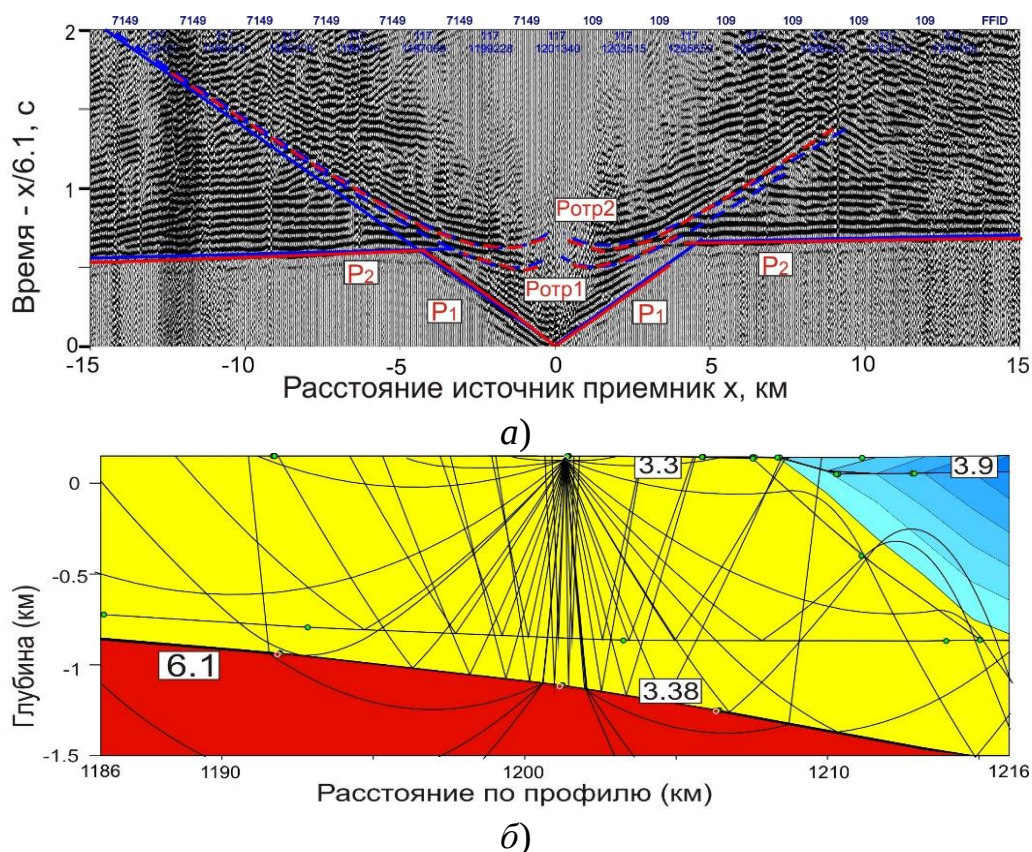


Рис. 3. Коррелограмма (а) из ПВ 117 в редуцированном масштабе времен (скорость редукции 6,1 км/с). Красным цветом показаны наблюдаемые годографы первых (сплошные линии) и отраженных (штриховые) волн, синие линии, рассчитанные по модели (б)

На рис. 3 на разрезе показаны значения скорости в км/с. Сгущение трасс в виде темной полосы обусловлено кривизной линии наблюдения.

Важным фактом является отчетливое выделение в последующих вступлениях отраженной волны ($P_{отр1}$) от промежуточной границы, залегающей в осадочном чехле на глубине около 1 км (рис. 3), которая может соответствовать подошве мерзлых пород (рис. 2). Различие значений кажущейся скорости преломленно-рефрагированной волны P_2 в прямом и встречном направлениях от 6,1 до 6,4 км/с обусловлено наклоном фундамента с углом падения 2 градуса (на рис. 4 угол кажется больше из-за масштаба осей).

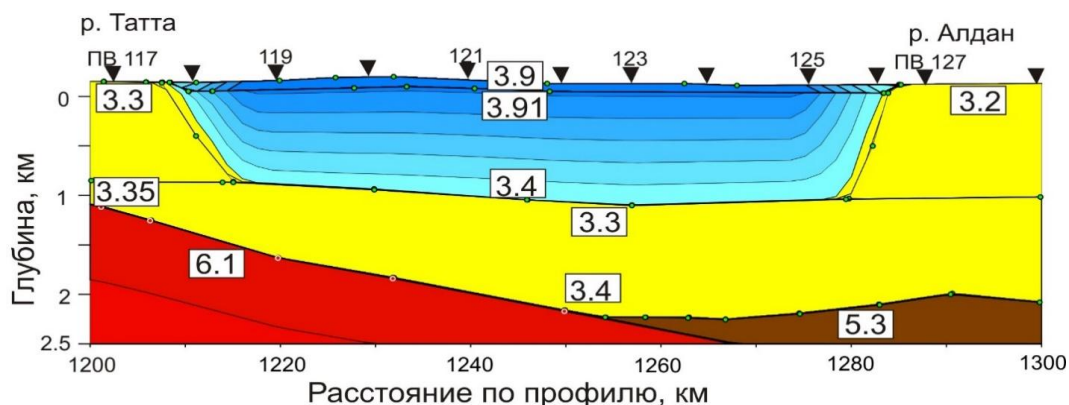


Рис. 4. Толща многолетнемерзлых пород (синяя), выделенная в сейсмическом разрезе осадочного чехла

На рис. 4 толстые линии с кружками соответствуют сейсмическим границам, тонкие — изолиниям скорости. На кровле и подошве слоев даны значения скорости в км/с. В верхней части треугольниками показано положение пунктов возбуждения.

Слой ММП характеризуется уменьшающейся с глубиной скоростью от 3,9 до 3,4 км/с, а его мощность достигает 1,0 км (рис. 4). При этом его подошва ограничена условно интерполированной отражающей границей, уверенно выявленной только на участках талых пород (в поймах рек Татта и Алдан, рис. 1). Определение ее положения под мерзлотой затруднено выделением аналогичной отраженной волны на фоне цуга интенсивных колебаний, обусловленных, вероятно, кратными волнами, формирующимися в мерзлоте (рис. 2, а). Учет присутствия слоя ММП необходим при проведении детальных сейсмических работ, направленных на обнаружение структур, перспективных для поиска месторождений углеводородов. Расчеты показывают, что неучет ММП при определении глубины залегания отражающей границы (фундамента) по величине эффективной скорости может привести к ошибкам, достигающим 0,3 км (при глубине около 2,2 км).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Быков И. А., Рошин Г. И., Седов Б. М. Определение нижней границы мерзлоты сейсморазведкой КМПВ // Методика инженерно-геологических исследований и картирования области вечной мерзлоты. — Якутск : Кн. изд-во, 1977. — Вып. 2. — С. 14–15.

2. Деменицкая Р. М. Перспективы сейсморазведки методом преломленных волн в районе р. Енисей // Пробл. Арктики, 1939. – № 5. – С. 1–9.
3. Зыков Ю. Д. Связь между скоростью ультразвука в мерзлых дисперсных породах и их влажностью // Геофизические методы исследования мерзлых толщ. – Якутск : Кн. изд.-во, 1976. – С. 143–150.
4. Кузнецов В. М., Кусевич А. В., Жуков А. П., Никонов Е. О., Буров Д. И., Гафаров Т. Н. Изучение многолетнемерзлых пород с использованием технологий многоволновой сейсморазведки в применении к верхней части разреза // Технологии сейсморазведки, 2014. – № 1. – С. 74–83.
5. Седов Б. М. Сейсмические исследования в районах многолетней мерзлоты. – М. : Наука, 1988. – 184 с.
6. Скворцов А. Г., Царев А. М., Садуртдинов М. Р. Методические особенности изучения сейсмогеокриологического разреза // Криосфера Земли, 2011. – Т. 15, № 4. – С. 110–113.
7. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия) / под ред. Л. М. Парфенова, М. И. Кузьмина // Интерпериодика. – М. : МАИК «Наука», 2001. – 571 с.
8. Draebing D. and Krautblatter M. P-wave velocity changes in freezing hard low-porosity rocks: a laboratory-based time-average model // The Cryosphere. – 2012. – № 6. – P. 1163–1174.
9. Hatlelid W. G. and MacDonald J. R. Permafrost determination by seismic velocity analyses // J. of the Canadian Society of Exploration Geophysicists. – 1982. – V. 18, № 1. – P. 14–22.
10. Zelt C. A., Smith R. Seismic traveltime inversion for 2D crustal velocity structure // Geophys. J. Int. – 1992. – V. 108. – P. 183–204.

REFERENCES

1. Bykov I. A., Roshchin G. I., Sedov B. M. Opredelenie nizhnej granicy merzloty sejsmorazvedkoj KMPV // Metodika inzhenerno-geologicheskikh issledovanij i kartirovaniya oblasti vечноj merzloty. – Yakutsk : Kn. izd-vo, 1977. – Vyp. 2. – S. 14–15.
2. Demenickaya R. M. Perspektivy sejsmorazvedki metodom prelomlennyh voln v rajone r. Enisej // Probl. Arktiki, 1939. – № 5. – S. 1–9.
3. Zykov Yu. D. Svyaz' mezhdu skorost'yu ul'trazvuka v merzlyh dispersnyh porodah i ih vlazhnost'yu // Geofizicheskie metody issledovaniya merzlyh tolshch. Yakutsk, Kn. izd.-vo, 1976. – S. 143–150.
4. Kuznecov V. M., Kusevich A. V., Zhukov A. P., Nikonov E. O., Burov D. I., Gafarov T. N. Izuchenie mnogoletnemerzlyh porod s ispol'zovaniem tekhnologij mnogovolnnoj sejsmorazvedki v primenenii k verhnjej chasti razreza // Tekhnologii sejsmorazvedki, 2014. – № 1. – S. 74–83.
5. Sedov B. M. Sejsmicheskie issledovaniya v rajonah mnogoletnej merzloty. – M. : Nauka, 1988. – 184 s.
6. Skvorcov A. G., Carev A. M., Sadurtdinov M. R. Metodicheskie osobennosti izucheniya sejsmogeokriologicheskogo razreza // Kriosfera Zemli, 2011. – T. 15, № 4. – S. 110–113.
7. Tektonika, geodinamika i metallogeniya territorii Respubliki Saha (Yakutiya) / Pod red. L.M. Parfenova, M.I. Kuz'mina // Interperiodika. – M. : MAIK "Nauka", 2001. – 571 s.
8. Draebing D. and Krautblatter M. P-wave velocity changes in freezing hard low-porosity rocks: a laboratory-based time-average model // The Cryosphere. – 2012. – № 6. – P. 1163–1174.
9. Hatlelid W. G. and MacDonald J. R. Permafrost determination by seismic velocity analyses // J. of the Canadian Society of Exploration Geophysicists. – 1982. – V. 18, № 1. – P. 14–22.
10. Zelt C. A., Smith R. Seismic traveltime inversion for 2D crustal velocity structure // Geophys. J. Int. – 1992. – V. 108. – P. 183–204.

© В. Д. Суворов, А. А. Елисеев, Е. А. Мельник, 2018

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТОМОГРАФИИ В АНАЛИЗЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ УГЛЕПОРОДНОГО МАССИВА

Валерий Николаевич Захаров

Институт проблем комплексного освоения недр им. академика Н. В. Мельникова РАН, 111020, Россия, г. Москва, Крюковский тупик, 4, доктор технических наук, директор, тел. (495)360-89-60, e-mail: dir_ipkonran@mail.ru

Леонид Анатольевич Назаров

Институт проблем комплексного освоения недр им. академика Н. В. Мельникова РАН, 111020, Россия, г. Москва, Крюковский тупик, 4, доктор физико-математических наук, ведущий научный сотрудник, тел. (383)205-30-30, доп. 337, e-mail: mining1957@mail.ru

Лариса Алексеевна Назарова

Институт проблем комплексного освоения недр им. академика Н. В. Мельникова РАН, 111020, Россия, г. Москва, Крюковский тупик, 4, доктор физико-математических наук, ведущий научный сотрудник, тел. (383)205-30-30, доп. 337, e-mail: lanazarova@ngc.ru

Владимир Лазаревич Шкуратник

Институт проблем комплексного освоения недр им. академика Н. В. Мельникова РАН, 111020, Россия, г. Москва, Крюковский тупик, 4, доктор технических наук, ведущий научный сотрудник, тел. (499)230-25-93, e-mail: ftkp@mail.ru

Петр Владимирович Николенко

Институт проблем комплексного освоения недр им. академика Н. В. Мельникова РАН, 111020, Россия, г. Москва, Крюковский тупик, 4, кандидат технических наук, научный сотрудник, тел. (499)230-25-93, e-mail: ftkp@mail.ru

Максим Игоревич Протасов

Институт проблем комплексного освоения недр им. академика Н. В. Мельникова РАН, 111020, Россия, г. Москва, Крюковский тупик, 4, кандидат физико-математических наук, научный сотрудник, тел. (383)330-27-96, e-mail: protasovmi@ipgg.sbras.ru

Представлен подход, использующий томографию для реконструкции полей напряжений в углепородном массиве. Подход включает: установление в лабораторных условиях эмпирических зависимостей между скоростью продольных волн и напряжениями; томографию с использованием стандартных систем мониторинга и зондирующих сигналов, генерируемых динамическими событиями (с энергией выше фонового уровня); формулировку и решение граничной обратной задачи в рамках геомеханической модели исследуемого объекта, где входные данные представляют собой поле скоростей, восстановленное томографией.

Ключевые слова: томография, углепородный массив, напряжения, граничная обратная задача.

THE STRESS-STRAIN ANALYSIS OF COAL-ROCK MASS USING TOMOGRAPHY

Valery N. Zakharov

Melnikov Institute of Comprehensive Exploration of Mineral Resources RAS, 4, Kryukovsky Tupik St., Moscow, 111020, Russia, D. Sc., Director, phone: (495)360-89-60, e-mail: dir_ipkonran@mail.ru

Leonid A. Nazarov

Melnikov Institute of Comprehensive Exploration of Mineral Resources RAS, 4, Kryukovsky Tupik St., Moscow, 111020, Russia, D. Sc., Leading Researcher, phone: (383)205-30-30, extension 337, e-mail: mining1957@mail.ru

Larisa A. Nazarova

Melnikov Institute of Comprehensive Exploration of Mineral Resources RAS, 4, Kryukovsky Tupik St., Moscow, 111020, Russia, D. Sc., Leading Researcher, phone: (383)205-30-30, extension 337, e-mail: lanazarova@ngs.ru

Vladimir L. Shkuratnik

Melnikov Institute of Comprehensive Exploration of Mineral Resources RAS, 4, Kryukovsky Tupik St., Moscow, 111020, Russia, D. Sc., Leading Researcher, phone: (499)230-25-93, e-mail: ftkp@mail.ru

Petr V. Nikolenko

Melnikov Institute of Comprehensive Exploration of Mineral Resources RAS, 4, Kryukovsky Tupik St., Moscow, 111020, Russia, Ph. D., Researcher, phone: (499)230-25-93, e-mail: ftkp@mail.ru

Maxim I. Protasov

Melnikov Institute of Comprehensive Exploration of Mineral Resources RAS, 4, Kryukovsky Tupik St., Moscow, 111020, Russia, Ph. D., Researcher, phone: (383)330-27-96, e-mail: protasovmi@ipgg.nsc.ru

In the paper presents an approach that uses tomography to reconstruct stress fields in a coal rock mass. The approach includes the establishment of empirical dependencies between the P-wave velocity and stresses, tomography that use standard seismic monitoring systems; formulation and solution of the boundary inverse problem within the framework of the geomechanical model of the object under study where the input data are represented by the velocity field reconstructed by tomography.

Key words: tomography, coal-rock mass, stress, boundary inverse problem.

Введение

В работе представлен подход к моделированию напряженно-деформированного состояния отрабатываемого угольного месторождения по данным пассивной и/или активной сейсмики и экспериментов для определения эмпирической зависимости скорости продольных волн от среднего напряжения. Разработанный подход протестирован на реалистичных синтетических данных с использованием данных лабораторных испытаний углей.

Связь скорости продольных волн с напряжениям

В лабораторных испытаниях были использованы цилиндрические образцы (диаметр 50 мм, высота 100 мм) угля, отобранного на Болдыревском пласте (шахта Кирова, Кузбасс), со свойствами: плотность 1400 кг/м^3 , пористость 0,03, прочность на одноосное сжатие 15 МПа, коэффициент Пуассона 0,2 (усредненные значения по 25 образцам). Испытания проводились по схеме Карма-

на на гидравлической компрессионной установке UDS 65/80. Скорость продольных волн V_p определялась ультразвуковым зондированием (частоты 120 и 200 кГц) при переменном осевом напряжении σ_1 и фиксированном латеральном давлении σ_2 . На рис. 1 ромбами показаны результаты измерений, линии 1, 2, 3 и 4 соответствуют значениям $\sigma_2 = 2,5, 5,0, 7,5$ и 10 МПа, штриховые линии – аппроксимация с использованием экспоненциальных функций. Оказалось, что с ростом σ_2 зависимость $V_p(\sigma_1)$ становится практически линейной. Полученные данные позволили построить эмпирическую зависимость V_p от среднего напряжения $\sigma = (\sigma_1 + 2\sigma_2)/3$ в следующем виде

$$V_p(s) = A - B \exp(-bs), \quad (1)$$

где $A = 2\,214$ м/с, $B = 483$ м/с, $\beta = 0,0779$ 1/МПа (сплошная линия на рис. 1).

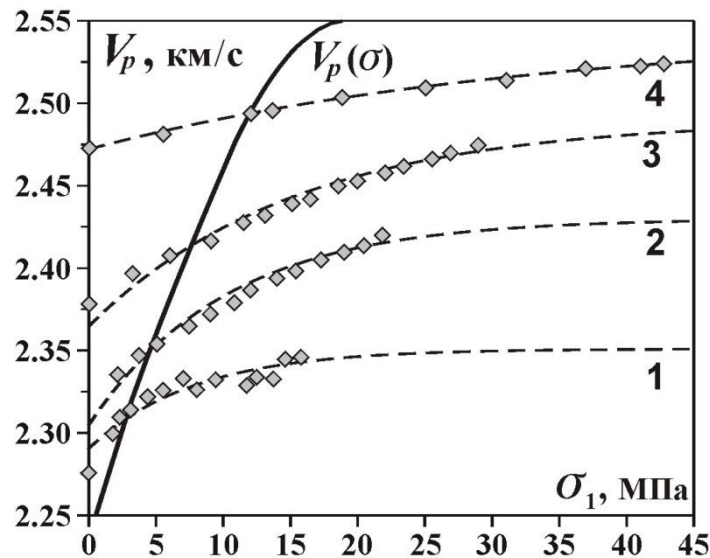


Рис. 1. Данные лабораторных испытаний (ромбы) и результаты аппроксимации

Численные примеры исследования задачи 3D томографии угольного пласта

Для тестирования алгоритма 3D томографии, созданного на основе [1], в параллелепипеде $G = \{X_1 \leq x \leq X_2, Y_1 \leq y \leq Y_2, Z_1 \leq z \leq Z_2\}$ рассчитаны напряжения [2], а затем, с использованием (1), – «точное» распределение скоростей продольных волн $V^*(x, y, z)$, соответствующее этим напряжениям. В области G случайным образом располагались источники S_s ($s = 1, \dots, N_s$) в пунктах с координатами (x_s, y_s, z_s) . Система наблюдений включала M приемников, расположенных в узлах равномерной сетки $R_r(x_r, y_r, Z_1)$ ($r = 1, \dots, N_r$) на верхней границе G . Входные данные для томографии, которые были рассчитаны методом быст-

рой маршировки – время t_{sr} пробега продольной волны [3]. Численные эксперименты проводились при $N_s = 200 - 400$, $N_r = 100 - 200$. На рис. 2 а, б, в вертикальном сечении $x = 1\,000$ м, показаны линии уровня соответственно V^* и V_r – восстановленной по результатам томографии (при $N_s = 400$, $N_r = 200$) скорости распространения продольных волн. Можно видеть, что при достаточно плотной расстановке приемников и равномерном в G случайном распределении источников ошибка $\Delta = |1 - V_r/V^*|$ (рис. 3) не превышает 3 % всюду в G , за исключением низкоскоростных угольных пластов. Мощность последних не превышает 3–5 метров, расстояние же между приемниками 20 м, поэтому при такой системе наблюдений осуществлять мониторинг напряженно-деформированного состояния пласта в процессе очистных работ невозможно. Для этого необходимы локальные системы регистрации, согласованные с положением забоя при ведении горных работ, а также специализированные алгоритмы трассирования лучей и томографии, предназначенные для инверсии данных 3D зондирования тонкослоистых сред [4].

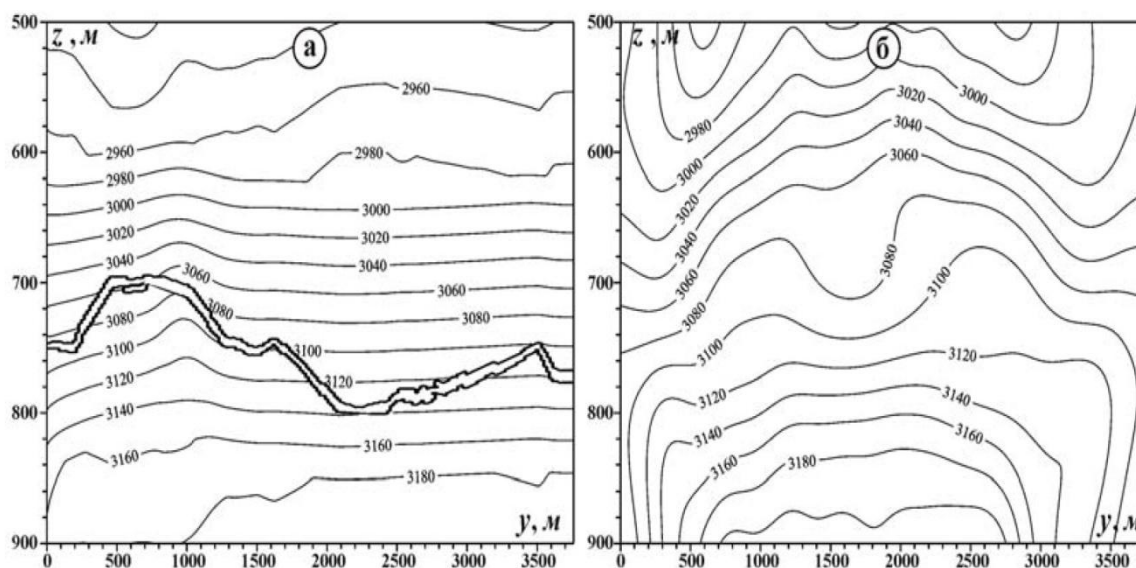


Рис. 2. Изолинии скорости продольных волн (м/с) в сечении $x = 1\,000$ м: расчетной V^* (а); восстановленной в результате томографии (б)

Восстановление поля напряжений по решению граничной обратной задачи

В непосредственной близости от угольного пласта в процессе его выработки напряжения меняются довольно быстро. Томография – это инструмент регистрации этих изменений. В то же время, не всегда удастся полностью восстановить поле скоростей, которое содержит информацию о напряжениях, как показал предыдущий раздел. Для того, чтобы получить поле напряжений в неосвещенной зоне, обращаемся к подходу из [2], на основе которого формулируем

и решаем обратную задачу определения граничных условий на основе известных скоростей.

Заключение

В работе рассмотрен и протестирован интегральный подход для восстановления поля напряжений в углепородном массиве. Геомеханическая модель рассматриваемого объекта объединяет данные лабораторных испытаний, относящиеся к скоростям и напряжениям упругих волн в угле, а также результаты томографии, полученные с помощью данных пассивной и/или активной сейсмики. Полученное поле скоростей используется в качестве входных данных для решения обратной задачи о внешних напряжениях. Учитывая структуру исследуемого объекта и свойства горных пород, этот подход позволяет рассчитывать напряжения на каждом этапе разработки пласта и обеспечивать мониторинг состояния последнего.

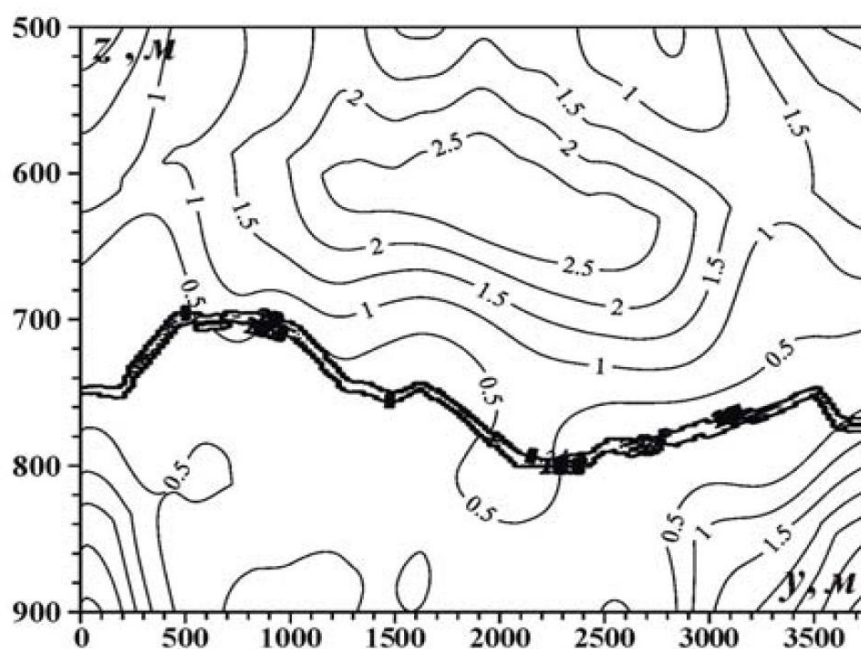


Рис. 3. Линии уровня относительной ошибки Δ (%) в сечении $x = 1000$ м.

Исследования, описанные в данной работе, были поддержаны Российским научным фондом, грант № 16-17-00029.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Woodward M. J., Nichols D., Zdraveva O., Whitfield P., Johns T. A decade of tomography // *Geophysics*, 2008. – Vol. 73 (5). – P. VE5–VE11.
2. Назарова Л. А., Назаров Л. А., Протасов М. И. Реконструкция объемных полей напряжений в углепородном массиве на основе решения обратной задачи по томографическим данным // *ФТПРПИ*, 2016. – № 4. – С. 12–21.
3. Sethian J. A., Fast marching methods // *SIAM Rev.* – 1999. – V. 41. – P. 199–235.

4. Неклюдов Д. А., Протасов М. И., «Волновое» трассирование лучей для трехмерной межскважинной томографии // Технологии сейсморазведки. – 2016. – № 2. – С. 32–38.

REFERENCES

1. Woodward M. J., Nichols D., Zdraveva O., Whitfield P., Johns T. A decade of tomography // *Geophysics*, 2008. – Vol. 73 (5). – P. VE5–VE11.
2. Nazarova L. A., Nazarov L. A., Protasov M. I. Rekonstrukciya ob'emnyh polej napryazhenij v ugleporodnom massive na osnove resheniya obratnoj zadachi po tomograficheskim dannym // *FTPRPI*, 2016. – № 4. – S. 12–21.
3. Sethian J. A., Fast marching methods // *SIAM Rev.* – 1999. – V. 41. – P. 199–235.
4. Neklyudov D.A., Protasov M.I., «Volvovoe» trassirovanie luczej dlya tryohmernoj mezhskvazhinnoj tomografii // *Tekhnologii sejsmorazvedki*. – 2016. – № 2. – S. 32–38.

*© В. Н. Захаров, Л. А. Назаров, Л. А. Назарова,
В. Л. Шкуратник, П. В. Николенко, М. И. Протасов, 2018*

О ПРОБЛЕМАХ ПОИСКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГИДРАТОВ МЕТАНА В СЕВЕРНЫХ РАЙОНАХ СИБИРИ

Альберт Дмитриевич Дучков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, профессор, тел. (383)330-25-91, e-mail: DuchkovAD@ipgg.sbras.ru

Людмила Степановна Соколова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-25-91, e-mail: SokolovaLS@ipgg.sbras.ru

Кратко обсуждаются негативные результаты многолетних поисков месторождений природных гидратов метана в континентальной части Сибирского региона. На примере открытия двух месторождений гидратов метана в Канаде и Китае показано, что к успеху могут привести только специально организованные и технически обеспеченные буровые работы на предварительно выделенных перспективных участках в северных районах Западной Сибири.

Ключевые слова: Западная Сибирь, мерзлота, природные гидраты метана, зоны стабильности гидратов метана и углекислого газа, примеры выявленных месторождений гидратов метана (дельта реки Маккензи, Канада; Цинхай-Тибетское нагорье, Китай).

ABOUT THE PROBLEMS OF THE METHANE HYDRATES EXPLORATION IN THE NORTHERN REGIONS OF SIBERIA

Albert D. Duchkov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Professor, phone: (383)330-25-91, e-mail: DuchkovAD@ipgg.sbras.ru

Lyudmila S. Sokolova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, phone: (383)330-25-91, e-mail: SokolovaLS@ipgg.sbras.ru

The negative results of long-term exploration of natural methane hydrates in the continental part of the Siberian region are briefly discussed. On the example of the discovery of two methane hydrates deposits in Canada and China it is shown that only specially organized and technically secured drilling operations on the previously allocated perspective sites in the northern regions of Western Siberia can lead to success.

Key words: Western Siberia, permafrost, natural methane hydrates, stability zone of methane hydrates and carbon dioxide, examples of the identified fields of methane hydrates (the delta of the MacKenzie river, Canada; the Qinghai-Tibet plateau, China).

Введение

Гидраты углеводородных газов (в основном метана, CH_4) широко распространены в природе. Необходимым условием образования и сохранности природных газогидратов является наличие необходимых давления и температуры, а также достаточного количества воды и свободного (или растворенного в воде) газа – гидратообразователя. Такие условия реализуются в осадочных породах криолитозоны и в донных осадках глубоких акваторий [1]. Интерес к скоплениям природных гидратов связан в основном с их потенциальным энергетическим ресурсом [2]. Так, в недавнем сообщении ТАСС говорится, что «по оценкам некоторых организаций, прежде всего Газпром ВНИИГАЗ, ресурсы метана в газогидратах на территории РФ составляют от 100 до 1 000 трлн кубометров, в арктической зоне, в том числе морях, – до 600–700 трлн кубометров, но это очень приблизительно» [3]. Действительно, этот прогноз (как и многие другие) является весьма приблизительным, так как пока даже в пределах хорошо изученной бурением северной части Западно-Сибирской плиты выявлены только отдельные косвенные признаки присутствия газогидратов в верхних горизонтах мезозойских отложений (это справедливо и для Мессояхского газового месторождения). Эти признаки нигде не подтверждены поднятием при бурении гидратосодержащего керна. Кстати, подобная ситуация характерна и для других областей существования криолитозоны. К настоящему времени открыто всего несколько месторождений гидратов метана в арктической части Северо-Американского континента (прибрежные районы Канады и Аляски), а также в высокогорном Тибете [4, 5]. Более продуктивными оказались поиски скоплений гидратов метана в донных отложениях морей и глубоких озер. Посредством бурения и отбора керна грунтовыми трубками уже выявлено более 200 скоплений гидратов в поддонных и более глубоких осадках, в том числе и в Сибирском регионе (Охотское море, оз. Байкал) [6]. В настоящем сообщении обсуждается сложившаяся ситуация с прогнозированием скоплений гидратов метана в северных районах континентальной части Западно-Сибирской плиты.

Зоны стабильности газовых гидратов

В геологических разрезах природные газовые гидраты и их скопления могут образоваться только в определенных слоях горных пород, которые названы зонами стабильности газогидратов (ЗСГ). Современные ЗСГ сформировались в породах Северного полушария при похолодании климата в плейстоцене и возникновении в связи с этим толщи многолетнемерзлых пород (криолитозона, вечная мерзлота). Образование и развитие зон стабильности газогидратов на континентах в целом повторяют эволюцию криолитозоны, при изменении контура мерзлого слоя изменяются и параметры ЗСГ. Эти зоны не имеют четких литологических или фазовых границ. Они выделяют ту часть разреза, в которой существуют в данное время необходимые для формирования газовых гидратов условия (низкие температуры и высокие давления). Хотя ЗСГ образуются во

всех охлажденных разрезах, интерес представляют только расположенные в водонасыщенных осадочных бассейнах (например, в мезозойских впадинах Сибирского региона), так как только здесь могут формироваться скопления гидратов (конечно, при наличии газа). Ресурсное значение зон стабильности газогидратов весьма велико, так как именно в их пределах может содержаться значительное количество газа в гидратной форме.

Из вышесказанного следует, что для прогнозирования скоплений газогидратов в осадочных бассейнах необходимо в первую очередь выяснить расположение в их разрезах современных границ ЗСГ соответствующего газа. Для этого необходимо знать геотермическую информацию (термограммы или площадные распределения температуры на глубинах до 1–1,5 км) и фазовые диаграммы для системы «газ-вода». На рис. 1 приведены фазовые диаграммы систем $\text{CO}_2\text{-H}_2\text{O}$ и $\text{CH}_4\text{-H}_2\text{O}$, которые будут использоваться нами в дальнейшем. Давление обычно принимается равным гидростатическому. Геотермические данные сопоставляются по температуре и глубине с фазовыми диаграммами. Наиболее просто сопоставление можно выполнить графическим методом, пример которого показан на рис. 2. Точки пересечения термограммы и фазовой диаграммы дают оценки глубины расположения верхней и нижней границ ЗСГ. При большом количестве данных применяются более сложные системы их обработки.

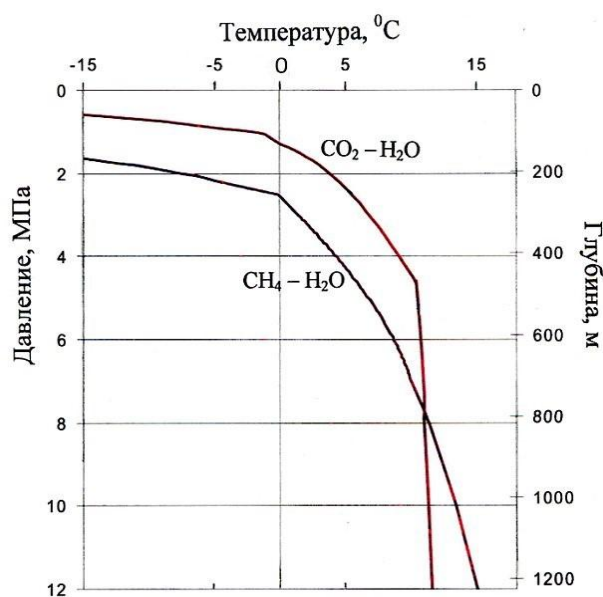


Рис. 1. Фазовые диаграммы для систем $\text{CH}_4\text{-H}_2\text{O}$ и $\text{CO}_2\text{-H}_2\text{O}$ [1, 7]
(вода – пресная, давление – гидростатическое)

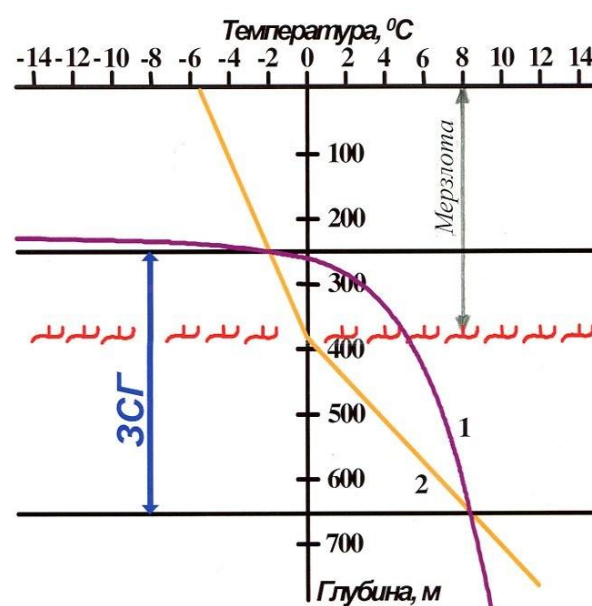


Рис. 2. Пример графического определения границ ЗСГ:
1 – фазовая диаграмма для системы «метан – вода»; 2 – термограмма

Зоны стабильности газогидратов в породах Западно-Сибирской плиты

Схемы зон стабильности газовых гидратов для отдельных осадочных бассейнов строятся достаточно давно [1]. Их детальность определяется количеством геотермических данных. В работе [7] мы представили сравнительно детальные схемы расположения зон стабильности гидратов метана (ЗСГМ) и углекислого газа (ЗСГУ). Кратко рассмотрим полученные результаты, чтобы показать реальное соотношение параметров криолитозоны и зон стабильности в этом регионе.

Многолетнемерзлые породы присутствуют в верхней части осадочного чехла Западно-Сибирской плиты вплоть до широтного течения р. Оби (до 60–61° с.ш.). На крайнем севере верхняя граница криолитозоны совпадает с поверхностью. К югу она постепенно перекрывается слоем талых пород и опускается до 120–140 м на юге. Наиболее глубоко, до 500–600 м, мерзлота погружается в арктической части плиты. К югу нижняя граница мерзлоты постепенно поднимается до 300 м на широтах 64–62° и затем выклинивается.

Как отмечалось выше, ЗСГМ представляет интерес как часть разреза, в которой могут формироваться залежи гидратов метана. В северной части региона верхняя граница ЗСГМ залегает на глубине порядка 200 м, погружаясь южнее до 230–250 м. Нижняя граница зоны повсеместно опускается ниже подошвы мерзлоты. Наибольшую мощность ЗСГМ имеет в северо-восточной части плиты, где ее нижняя граница располагается на глубинах 700–900 м. К юго-западу и югу эта граница поднимается до 300 м и затем постепенно смыкается с верхней. В ЗСГМ Западно-Сибирской плиты входят в основном отложения палеогена и частично верхнего мела. На севере региона в непосредственной близости от подошвы ЗСГМ находятся газовые залежи сеноманского и туронского горизонтов.

ЗСГУ в настоящее время привлекает внимание как возможный объект захоронения излишков углекислого газа [3, 7]. Сообщается также [3], что закачка воздуха (в основном CO₂) в породу может способствовать извлечению метана из газогидратов. В Западной Сибири верхняя граница ЗСГУ располагается выше ЗСГМ: в районах крайнего севера она лежит на глубинах 90–100 м, южнее (на широтах 64–62° с.ш.) погружается до 140–150 м. Мощность ЗСГУ максимальна в северо-восточной части плиты, здесь ее нижняя граница опускается до 700–800 м. К югу и юго-западу мощность ЗСГУ уменьшается, а нижняя граница постепенно поднимается – на широте 64–63° с.ш. она располагается на глубине 400–500 м.

В целом параметры зон стабильности гидратов метана и углекислого газа имеют много общего. Каждая из них занимает огромный объем как мерзлых, так и талых осадочных пород. Различия в расположении границ связаны с особенностями фазовых диаграмм (см. рис. 1).

Проблемы обнаружения скоплений гидратов метана в зонах стабильности гидратов метана

Длительное время перспективы обнаружения в ЗСГМ Западной Сибири скоплений гидратов метана оцениваются весьма высоко. Так, уже более 50 лет считается, что гидраты метана присутствовали в верхней части (входящей в ЗСГМ) залежи Мессояхского газового месторождения, залегающего в породах сеноманского яруса [1, 2]. В то же время высказываются и обоснованные сомнения на этот счет [8]. Считается, что более благоприятные условия для формирования скоплений гидратов метана существуют в коллекторах туронского яруса, залегающих выше сеноманских отложений, например, в пределах Восточно-Мессояхской площади [9]. Тем не менее приходится констатировать, что на севере Западной Сибири природные газовые гидраты до сих пор в керне не поднимались. Очевидно, что, основываясь только на косвенных признаках наличия гидратов в разрезах, нельзя судить о существовании и размерах гидратного месторождения, нельзя оценить содержащиеся в нем запасы газа и отработать технологию его добычи. Очевидно также, что бурение на нефть и газ не может привести (и пока не привело) к обнаружению скоплений газогидратов, которые могут залегать в Западной Сибири на глубине до 1 км. При бурении нефтяных скважин верхний слой пород обычно проходится без отбора керна, условия (температура, давление) в стволах таких скважин неизбежно приводят к быстрому распаду разбуриваемых гидратных скоплений. Успех может обеспечить только постановка специальных буровых работ на предварительно выбранном (с учетом ЗСГМ и литологии) участке с применением технологий, способствующих сохранению газогидратов в керне в случае их отбора. Об этом свидетельствуют, например, рассмотренные ниже результаты буровых работ, приведших к открытию месторождений гидратов метана в Канаде и Китае [4, 5]. К сожалению, дистанционные геофизические измерения пока не могут помочь в поисках и оконтуривании скоплений газогидратов в горных породах континентальных регионов.

Наиболее часто обсуждаются следующие два механизма формирования скоплений газогидратов в мерзлотных районах [1].

Во-первых, формирование гидратов возможно при вхождении уже существующих газовых месторождений в ЗСГМ, образовавшуюся при похолодании в плейстоцене. В Западной Сибири возможно формирование месторождений газогидратов подобного типа (предполагается, что именно это произошло с верхней частью залежи Мессояхского месторождения [1, 2]), хотя ее основной газовый потенциал связан с сеноманскими отложениями, которые располагаются в целом глубже ЗСГМ, и пока плохо изучена газоносность выше расположенных туронских слоев. Весьма вероятно, что такой тип месторождения гидратов метана выявлен китайскими специалистами на исследованном участке в мезозойских впадинах на Цинхай-Тибетском нагорье (координаты 38°05,5' с.ш., 99°10' в.д., альтитуда 4–4,1 км) [5]. Впадины сложены породами юрского (J_2) возраста: мелкозернистыми песчаниками, алевролитами, аргиллитами, залежами камен-

ного угля. В разрезах обнаружены нефте- и газопроявления. Мощность мерзлоты достигает 140 м, мощность ЗСГМ – 400 м. Границы мерзлоты и ЗСГМ значительно изменяются в разрезах в зависимости от поверхностной обстановки. Поиски гидратных скоплений велись на участке с 1999 г. Специальное бурение здесь было организовано в 2008–2009 гг. Пробурено 4 скважины глубиной 180–760 м с детальным отбором керна. Основным результатом исследований явился подъем гидратосодержащего керна с глубины 130–396 м. Гидраты встречены в виде льдоподобных слоев мощностью 0,2–4,8 м или рассеянных включений в трещинах кернов. Гидратные проявления мало связаны с литологией. В гидратном газе преобладает метан (54–76 %), а также этан, пропан и CO_2 . Это открытие является первой находкой образцов гидратов метана в охлажденной зоне, расположенной в средних широтах.

Во-вторых, формирование газогидратной залежи в континентальных разрезах может быть обусловлено поступлением достаточного количества природного газа из глубоких горизонтов в водонасыщенный коллектор, расположенный в зоне стабильности газа-гидратообразователя [1]. Именно такие условия сложились в плейстоцене в осадках над газовым месторождением Маллик в дельте реки Маккензи (арктическое побережье Канады, координаты 69,5° с.ш., 134–135° в.д.) [4]. В этом районе мощность слабосцементированных кайнозойских отложений достигает 2000 м, мерзлоты – 640 м, ЗСГМ – 1 100 м. В 1998–2002 гг. здесь было пробурено несколько исследовательских скважин до глубины 1 150 м. Работы выполнялись международной группой, финансируемой научными организациями Канады, США, Японии, Германии.

На рис. 3 показаны геологические и геотермические данные по одной из скважин. При бурении этой и других скважин в нижней части ЗСГМ (глубины 890–1 100 м) в грубозернистых песках олигоцена обнаружены гидраты метана. При детальном отборе керна на этих глубинах было поднято порядка 110 м гидратосодержащих осадков.

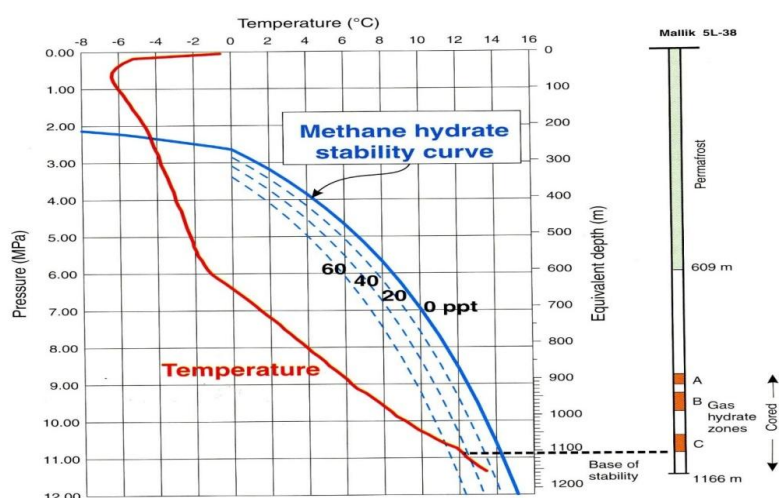


Рис. 3. Геологические данные, термограмма по скв. Mallik 3L-38:

фазовые диаграммы для системы «метан – вода» при разном содержании воды: 20, 40, 60 ppt; А, В, С – интервалы, содержащие гидраты метана [4]

Пористость песков изменяется от 25 до 35 %, а мощность гидратных слоев – от 0,1 до 1,5 м. Насыщенность гидратом порового пространства составляет 50–80 %. Метан, извлеченный из гидратосодержащего керна, относится к термогенному типу. Установлено, что при формировании гидратов газ поступал в песчаный коллектор с глубины 4–5 км по разломной зоне. Бурением также установлено, что в дельте р. Маккензи газовые гидраты распространены на площади более 3 600 км². Ряд аналогичных месторождений гидратов выявлены и на северном побережье Аляски. Судя по имеющимся данным, на севере Западной Сибири имеются условия, необходимые для реализации второго механизма, кроме, пожалуй, одного – здесь, в отличие от Северной Америки, недостаточно развиты кайнозойские отложения: в Ямало-Тазовском и Енисейском районах мощность отложений неогена не превышает 200 м, а палеогена – 300–400 м [10]. Возможно, более благоприятные геологические условия для формирования скоплений гидратов метана второго типа могут существовать в восточной части арктической зоны Сибири.

Выводы

В статье кратко обсуждается современная ситуация, сложившаяся при поисках месторождений природных гидратов метана в континентальной части Сибирского региона. Идея поисков возникла вскоре после того, как в 1961 г. коллектив исследователей во главе с А. А. Трофимуком зарегистрировал открытие «Свойство природных газов находиться в твердом состоянии в земной коре» [1]. Задача оказалась весьма сложной. Сейчас приходится констатировать, что за прошедшие 56 лет не удалось достоверно (с извлечением гидратосодержащего керна) выявить ни одного месторождения метангидратов даже в породах наиболее хорошо изученного Западно-Сибирского осадочного бассейна, несмотря на масштабные объемы бурения на нефть и газ, выявление косвенных признаков наличия гидратов в разрезах и основанных на них многочисленных прогнозов. На примере открытия двух месторождений гидратов метана в Канаде и Китае показано, что привести к успешному решению поисковой задачи может только организация целевого проекта на проведение специализированных, технически обеспеченных буровых работ (до глубин 1–1,2 км) на уже выделенных перспективных участках в северных районах Западной Сибири [1–3].

Весьма интересной в этом отношении является также Виллюйская синеклиза в Восточной Сибири. На данном этапе основной задачей для этого региона является выяснение расположения зоны стабильности гидратов метана в верхней части мезозойских пород, используя обширную геотермическую информацию, полученную ИМЗ СО РАН.

Исследования поддержаны Интеграционным проектом «Палеорекострукция теплового поля и криолитозоны Виллюйской синеклизы в позднем плейстоцене-голоцене» Комплексной программы фундаментальных исследований СО РАН «Междисциплинарные интеграционные исследования» на 2018–2020 гг.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Истомин В. А., Якушев В. С. Газовые гидраты в природных условиях. – М. : Недра, 1992. – 235 с.
2. Makogon Y. F., Holditch S. A., Makogon T. Y. Natural gas hydrates – A potential energy source for the 21st century // J. Petrol. Sci. Engin. – 2007. – Vol. 56, N 1. – P. 14–31.
3. Горючий лёд: как развиваются технологии добычи метана из газовых гидратов в России: ТАСС. – 2018. – URL: <https://news.rambler.ru/other/38924788-goryuchiy-led-kak-razvivayutsya-tehnologii-dobychi-metana-iz-gazovyh-gidratov-v-rossii/> (дата обращения: 20.01.2018).
4. Scientific results from the Mallik 2002 gas hydrate production research well program, Mackenzie Delta, Northern Territories, Canada / S. R. Dallimore, T. S. Collett, A. E. Taylor et al. // Geological Survey of Canada (Bulletin 585). – 2005. – 140 p.
5. The status of natural gas hydrate research in China: A review / Y. Song, L. Yang, J. Zhao et al. // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2014. – N 31. – P. 778–791.
6. Mazurenko L. L., Soloviev V. A. Worldwide distribution of deep-water fluid venting and potential occurrences of gas hydrate accumulations // Geo Marine Lett. – 2003. – Vol. 23, N 304. – P. 162–176.
7. Оценка возможности захоронения углекислого газа в криолитозоне Западной Сибири / А. Д. Дучков, Л. С. Соколова, Д. Е. Аюнов, М. Е. Пермяков // Криосфера Земли. – 2009. – Т. XIII, № 4. – С. 62–68.
8. Присутствуют ли природные газовые гидраты в сеноманской залежи Мессояхского газового месторождения? / Г. Д. Гинсбург, А. А. Новожилов, А. Д. Дучков и др. // Геология и геофизика. – 2000. – Т. 41, № 8. – С. 1165–1177.
9. Агалаков С. Е., Курчиков А. Р., Бабурин А. Н. Геолого-геофизические предпосылки существования газогидратов в туронских отложениях Восточно-Мессояхского месторождения // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, № 11–12. – С. 1785–1791.
10. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кайнозой Западной Сибири: монография / В. С. Волкова, С. А. Архипов, А. Е. Бабушкин и др. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, Филиал «ГЕО», 2002. – 246 с.

REFERENCES

1. Istomin V. A., Jakushev V. S. Gazovye gidraty v prirodnyh usloviyah. – M. : Nedra, 1992. – 235 s.
2. Makogon Y. F., Holditch S. A., Makogon T. Y. Natural gas hydrates – A potential energy source for the 21st century // J. Petrol. Sci. Engin. – 2007. – Vol. 56, N 1. – P. 14–31.
3. Gorjuchij led: kak razvivajutsja tehnologii dobychi metana iz gazovyh gidratov v Rossii: TASS. – 2018. – URL: <https://news.rambler.ru/other/38924788-goryuchiy-led-kak-razvivayutsya-tehnologii-dobychi-metana-iz-gazovyh-gidratov-v-rossii/> (data obrashhenija: 20.01.2018).
4. Scientific results from the Mallik 2002 gas hydrate production research well program, Mackenzie Delta, Northern Territories, Canada / S. R. Dallimore, T. S. Collett, A. E. Taylor et al. // Geological Survey of Canada (Bulletin 585). – 2005. – 140 p.
5. The status of natural gas hydrate research in China: A review / Y. Song, L. Yang, J. Zhao et al. // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2014. – N 31. – P. 778–791.
6. Mazurenko L. L., Soloviev V. A. Worldwide distribution of deep-water fluid venting and potential occurrences of gas hydrate accumulations // Geo Marine Lett. – 2003. – Vol. 23, N 304. – P. 162–176.
7. Ocenka vozmozhnosti zahoronenija uglekislogo gaza v kriolitozone Zapadnoj Sibiri / A. D. Duchkov, L. S. Sokolova, D. E. Ajunov, M. E. Permjakov // Kriosfera Zemli. – 2009. – T. XIII, № 4. – S. 62–68.

8. Prisutstvujut li prirodnye gazovye gidraty v senomanskoj zalezhi Messojahskogo gazovogo mestorozhdenija? / G. D. Ginsburg, A. A. Novozhilov, A. D. Duchkov i dr. // Geologija i geofizika. – 2000. – T. 41, № 8. – S. 1165–1177.

9. Agalakov S. E., Kurchikov A. R., Baburin A. N. Geologo-geofizicheskie predposylki sushhestvovaniya gazogidratov v turonskih otlozhenijah Vostochno-Messojahskogo mestorozhdenija // Geologija i geofizika. – 2001. – T. 42, № 11–12. – S. 1785–1791.

10. Stratigrafija neftegazonosnyh bassejnov Sibiri. Kajnozoj Zapadnoj Sibiri: monografija / V. S. Volkova, S. A. Arhipov, A. E. Babushkin i dr. – Novosibirsk : Izd-vo SO RAN, Filial «GEO», 2002. – 246 s.

© А. Д. Дучков, Л. С. Соколова, 2018

СЕЙСМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ПРОМЫШЛЕННЫХ ВЗРЫВОВ И СЕЙСМИЧНОСТЬ КУЗБАССА

Александр Федорович Еманов

Алтае-Саянский филиал Федерального исследовательского центра «Единая геофизическая служба Российской академии наук», 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор технических наук, директор, тел. (383)333-27-08, e-mail: emanov@gs.nsc.ru

Алексей Александрович Еманов

Алтае-Саянский филиал Федерального исследовательского центра «Единая геофизическая служба Российской академии наук», 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, заместитель директора по науке; Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, старший научный сотрудник, тел. (383)330-52-66, e-mail: alex@gs.nsc.ru

Александр Владимирович Фатеев

Алтае-Саянский филиал Федерального исследовательского центра «Единая геофизическая служба Российской академии наук», 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, старший научный сотрудник; Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, ведущий инженер, тел. (383)330-52-66, e-mail: fateev@gs.sbras.ru

Елена Викторовна Шевкунова

Алтае-Саянский филиал Федерального исследовательского центра «Единая геофизическая служба Российской академии наук», 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел. (383)333-16-37, e-mail: elenash@gs.sbras.ru

Ульяна Юрьевна Ворона

Алтае-Саянский филиал Федерального исследовательского центра «Единая геофизическая служба Российской академии наук», 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел. (913)737-80-17, e-mail: u.y.vorona@gmail.com

Николай Александрович Серёжников

Алтае-Саянский филиал Федерального исследовательского центра «Единая геофизическая служба Российской академии наук», 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, тел. (903)930-13-53, e-mail: bestyah21@mail.ru

По данным сети сейсмологических станций изучен сейсмический эффект короткозамедленных взрывов на угольных разрезах Кузбасса и наведенная сейсмичность в этом же районе. Разрезы с наиболее сильными по магнитуде промышленными взрывами не являются разрезами с наиболее сильной наведенной сейсмичностью. Природа возникновения наведенной сейсмичности может быть связана с техногенным изменением рельефа местности.

Ключевые слова: наведенная сейсмичность, промышленные взрывы, сейсмический эффект, Кузбасс, короткозамедленное взрывание.

SEISMIC EFFECT OF INDUSTRIAL EXPLOSIONS AND SEISMICITY OF KUZBASS

Alexander F. Emanov

Altay-Sayan Branch of Federal Research Center Geophysical of RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Director; phone: (383)333-27-08, e-mail: emanov@gs.nsc.ru

Aleksey A. Emanov

Altay-Sayan Branch of Federal Research Center Geophysical of RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Deputy Director for Research; Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Senior Researcher, phone: (383)330-52-66, e-mail: alex@gs.nsc.ru

Alexander V. Fateev

Altay-Sayan Branch of Federal Research Center Geophysical of RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Senior Researcher; Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Leading Engineer, phone: (383)330-52-66, e-mail: fateev@gs.sbras.ru

Elena V. Shevkunova

Altay-Sayan Branch of Federal Research Center Geophysical of RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Researcher, phone: (383)333-16-37, e-mail: elenash@gs.sbras.ru

Uliana Y. Vorona

Altay-Sayan Branch of Federal Research Center Geophysical of RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Researcher, phone: (913)737-80-17, e-mail: u.y.vorona@gmail.com

Nikolay A. Serezhnikov

Altay-Sayan Branch of Federal Research Center Geophysical of RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Junior Researcher, phone: (903)930-13-53, e-mail: bestyah21@mail.ru

According to the network of seismological stations, the seismic effect of short-delayed explosions on coal quarries of Kuzbass and induced seismicity in the same region was studied. The quarries with the strongest magnitude industrial explosions are not the quarries with the strongest induced seismicity. The nature of the onset of induced seismicity can be associated with a technogenic change in the terrain.

Key words: induced seismicity, industrial explosions, seismic effect, Kuzbass, short-delayed blasting.

Кузбасс является регионом, где промышленные взрывы, техногенная сейсмичность и природные землетрясения присутствуют на одной и той же территории. Вопрос о сейсмическом эффекте промышленных взрывов и о влиянии этого воздействия на среду Кузбасса является обсуждаемым [Адушкин, 2015; Брыксин и др., 2012; Еманов и др., 2008]. Оказывают ли сейсмические волны от промышленных взрывов воздействие на среду достаточное для ее сейсмической активизации? Однозначного ответа на этот вопрос нет. Количе-

ство взрывчатки имеет косвенную связь не только с возбуждением сейсмических колебаний, но и с объемом добычи угля на разрезах. Последний фактор связан с изменением рельефа местности. Собственно разрезы можно рассматривать как глубокие впадины, а отвалы – куда ссыпается около половины извлеченной горной породы – как искусственные горы. Изменение нагрузки на земную кору может быть причиной возникновения техногенных землетрясений около разрезов.

В Кузбассе сеть сейсмологических станций значительно более плотная, чем в соседних регионах [Еманов и др., 2015]. Сеть станций в данном районе регистрирует природные землетрясения, наведенную сейсмичность и промышленные взрывы. Сейсмический эффект промышленных взрывов в значительной степени снижен за счет короткозамедленного взрывания [Друкованный, 1973] повсеместно используемого при добыче угля в Кузбассе. Согласно имеющимся представлениям о короткозамедленном взрывании идеализированную модель излучаемого сейсмического импульса можно представить в виде [Еманов, 1980]

$$f_3(t) = f_0(t) \sum_{k=1}^{n-1} \delta(t - kT), \quad (1)$$

где $f_0(t)$ – форма сигнала, излучаемого мгновенным взрывом; $f_3(t)$ – форма сигнала излучаемая короткозамедленным взрывом. Операция свертки обозначена звездочкой, T -интервал замедления.

Так как при короткозамедленном взрывании применяют схемы инициирования не только с равными по величине зарядами, но и с различными, реальный импульс будет отличаться от имеющейся модели.

Дополним уже сделанное предположение двумя другими: считаем источник точечным; полагаем, что каждый взрыв ступени возбуждает сигнал одинаковой формы. Принятые допущения позволяют построить модель импульса, излучаемого короткозамедленным взрывом:

$$f_3(t) = \sum_{k=0}^{n-1} a_k f_0(t - t_k) = f_0(t) \sum_{k=1}^{n-1} a_k \delta(t - t_k), \quad (2)$$

где a_k – коэффициенты, характеризующие интенсивность взрывов ступеней, а t_k – времена инициирования ступеней. Если принять, что взрывы ступеней выполняются через равные интервалы с некоторой ошибкой, то

$$f_3(t) = f_0(t) \sum_{k=1}^{n-1} a_k \delta(t - kT - \tau_k). \quad (3)$$

Приняв, что все $a_k = 1$, оценим, какое влияние на интересующий нас импульс оказывают неточности срабатывания замедляющих устройств. Для этого

сравним спектральные характеристики короткозамедленного взрыва при учете неточностей срабатывания замедлителей и без учета:

$$B_{\tau}(\omega) = \sum_{k=0}^{n-1} e^{-j\omega kT} \cdot e^{-j\omega \tau_k}; \quad B(\omega) = \sum_{k=0}^{n-1} e^{-j\omega kT}.$$

Так как $B_{\tau}(\omega)$ – является случайной функцией, осуществим осреднение по множеству реализаций. Математическое ожидание спектральной характеристики короткозамедленного взрыва равно [Еманов, 1980]

$$M[B_{\tau}(\omega)] = \sum_{k=0}^{n-1} e^{-j\omega kT} M(e^{-j\omega \tau_k}) = \chi(\omega) \cdot \sum_{k=0}^{n-1} e^{-j\omega kT} = \chi(\omega) B(\omega),$$

где $\chi(\omega) = M(e^{-j\omega \tau_k})$ – характеристическая функция распределения случайной величины τ_k . Действие ошибок в срабатывании замедлителей на спектральную характеристику короткозамедленного взрыва в среднем подобно действию линейного фильтра, частотной характеристикой которого является характеристическая функция распределения ошибки срабатывания замедляющего устройства.

Если принять, что случайная величина τ_k распределена нормально с дисперсией σ_{τ}^2 , то $\chi(\omega) = e^{-\frac{\sigma_{\tau}^2 \omega^2}{2}}$.

Неточность срабатывания большинства промышленных замедлителей составляет ± 7 мс. При такой неточности $\chi(\omega)$ в диапазоне частот 1–15 Гц близка к единице.

Отклонения спектральной характеристики от среднего при каждом конкретном эксперименте характеризуются дисперсией $DB_{\tau}(\omega) = n(1 - |\chi(\omega)|^2)$ [Еманов, 1980]. Значения спектральной характеристики КЗВ (короткозамедленное взрывание) определяются выражением $\tilde{B}(\omega) = \chi(\omega) B(\omega) \pm 3\sqrt{n(1 - |\chi(\omega)|^2)}$. Дисперсия характеристики растет с частотой. Фактически короткозамедленное взрывание рассчитывается так, чтобы спектр возбуждаемых колебаний оказывался в полосе гашения, а ошибки в замедлении сказываются только на высокочастотных составляющих возбуждаемых взрывом колебаний.

В работе [Еманов, 1980] показано, что осредненная по множеству реализаций спектральная характеристика КЗВ равна $MB_a(\omega) = \bar{a}B(\omega)$, где $\bar{a}$ – средняя амплитуда возбуждаемых сигналов, а дисперсия $DB_a(\omega) = n\sigma_a^2$. Пределы изменения значений спектральной характеристики за счет разброса амплитуд даются выражением: $\tilde{B}_a(\omega) = B(\omega) \pm 3(\sigma_a / \bar{a})\sqrt{n}$.

Полученные формулы проверялись экспериментальными работами [Еманов, 1982], где было установлено, что расчетом на основе упрощенных представлений о короткозамедленном взрывании, можно описать только частично изменение возбуждаемых в среде колебаний. Была выявлена важная роль в изменении направленности взрыва. Последовательность ступеней вызывает воздействие в виде наклонной силы с направленным действием, в отличие от вертикальной силы при одиночном взрыве. При короткозамедленном взрывании в значительной степени усиливается возбуждение поперечных волн, что меняет динамику записи в целом [Еманов, 1982; Зиневич и др., 1998]. Расчеты и эксперимент подтверждают, что сейсмический эффект серии взрывов при короткозамедленном взрывании равен сейсмическому эффекту одного взрыва в серии и отличается длительностью воздействия.

Теоретически при неизменном весе заряда ступени мы должны наблюдать одну и ту же магнитуду, не зависимо от общего заряда взрыва. На рис. 1 представлены зависимости магнитуды от величины общего заряда для взрывов на двух разрезах. Один севернее г. Кемерово (Барзасское товарищество) и другой в центре Кузбасса (разрез Бачатский).

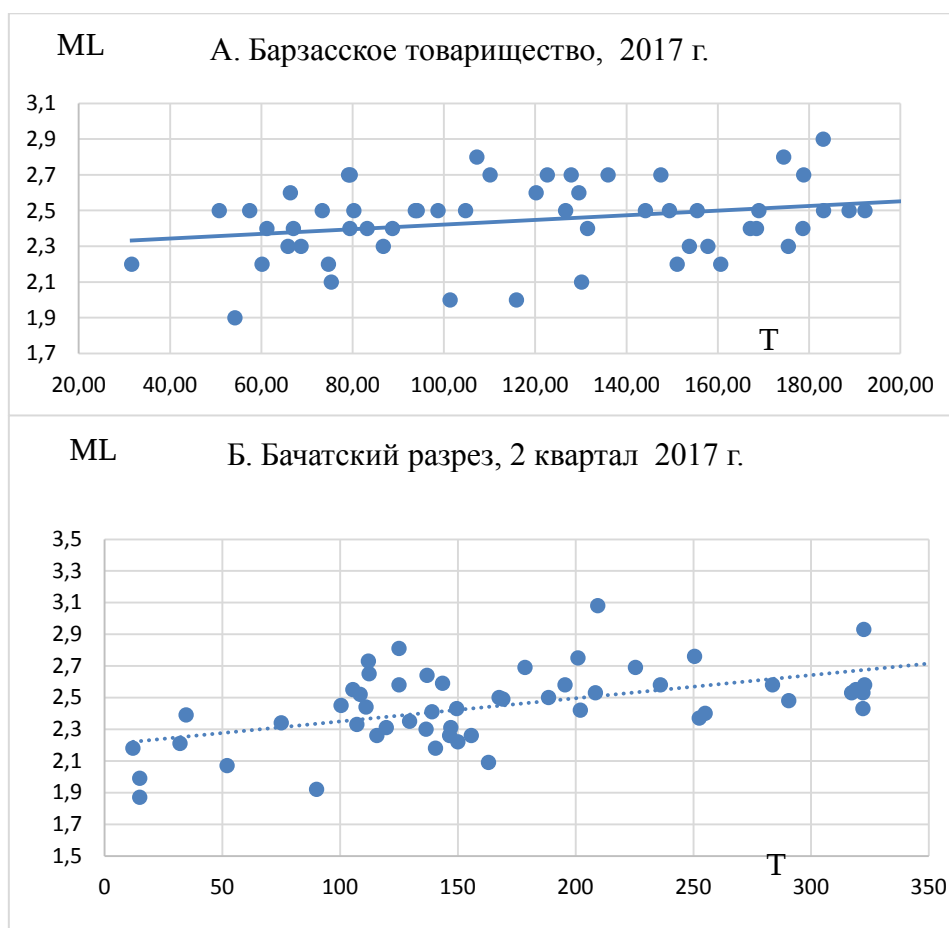


Рис. 1. Зависимость магнитуды ML от общего заряда короткозамедленного взрыва (тонны)

Осредненные зависимости говорят о росте магнитуды с увеличением величины общего заряда на обоих разрезах. В расчете на сто тонн увеличения заряда мы имеем примерно увеличение магнитуды чуть более одной десятой. Совершенно ясно, что резервы по снижению сейсмического эффекта за счет короткозамедленного взрывания еще имеются.

На территории Кузбасса много разрезов, где ведутся взрывные работы. Совершенно ясно, что по количеству взрывчатых веществ [Адушкин, 2015] определяется лишь первое приближение к оценке воздействия на недра колебаний, возбуждаемых промышленными взрывами. В данном случае мы воспользуемся результатами регистрации промышленных взрывов сетью сейсмологических станций [Еманов и др., 2015]. Нас интересуют взрывы с локальной магнитудой 2,5 и более.

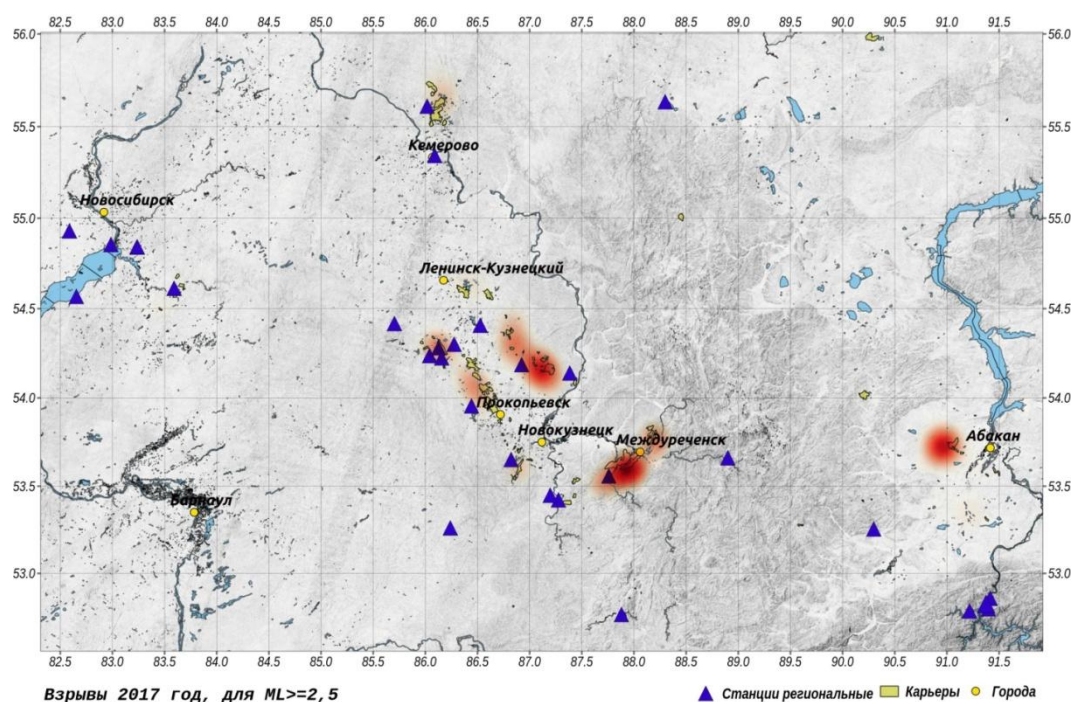


Рис. 2. Карта плотности промышленных взрывов с $M_L \geq 2,5$ в 2017 г.

Наибольшее количество событий (рис. 2) с магнитудами более 2,5 фиксируется около г. Междуреченска, где располагаются разрезы Красногорский, Сибиргинский, Междуреченский и другие. На втором месте по количеству таких событий разрезы около г. Абакан. Чуть меньше крупных промышленных взрывов в районе Талдинского и близких к нему разрезах. Еще меньшее количество крупных взрывов в районе разрезов «Бачатский», «Киселёвский», «Краснобродский». Не много крупных взрывов на разрезах севернее г. Кемерово, в районе Ургунского месторождения угля и в районе г. Ленинск-Кузнецкого.

На рис. 3 даны сведения о землетрясениях в 2017 г. для районов добычи угля. Наибольшее количество техногенных землетрясений в этом году произошло в районе разреза Калтанский. Обращает внимание, что промышленных

взрывов с большим сейсмическим эффектом в районе данного разреза не проводилось. Так же в районе г. Ленинск-Кузнецкий в 2017 г. зафиксировано большое количество техногенных землетрясений, а промышленных взрывов с большим сейсмическим эффектом там не было. Восточнее г. Новокузнецк присутствует техногенная сейсмическая активность, а промышленных взрывов с сильным сейсмическим эффектом нет. Около г. Междуреченск наведенная сейсмичность смещена к востоку в район шахты «Распадская», а максимум числа промышленных взрывов с большим сейсмическим эффектом смещен к западу от города. Совпадение техногенной сейсмической активности и промышленных взрывов с большими значениями магнитуд наблюдается в районе Талдинского угольного разреза.

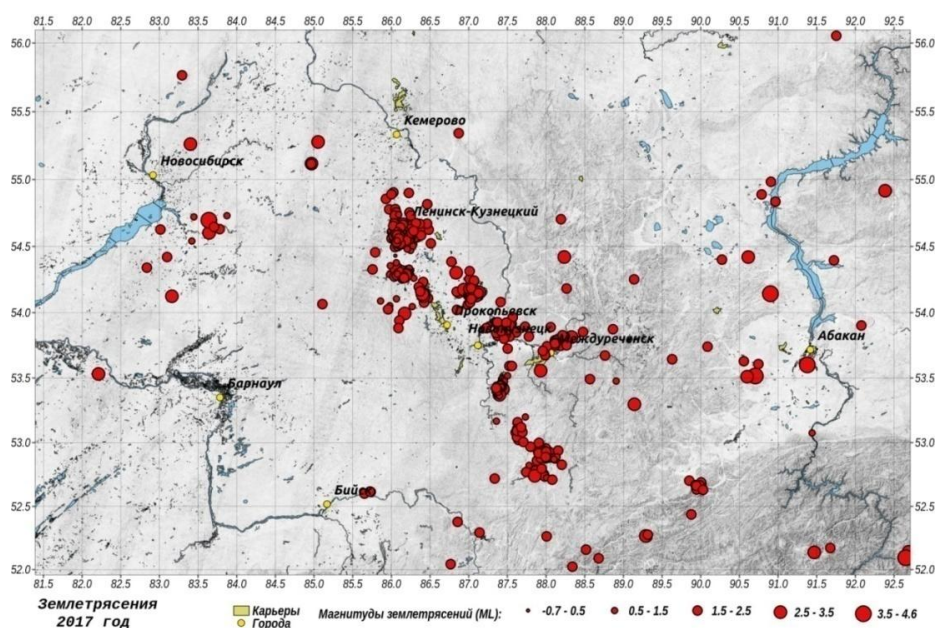


Рис. 3. Карта эпицентров землетрясений 2017 г.

Нет однозначной связи между сейсмическим воздействием на земную кору от промышленных взрывов и формирующейся в Кузбассе наведенной сейсмичностью. Фактором, который может быть причиной формирования наведенной сейсмичности является техногенное изменение рельефа местности.

В Кузбассе распространена наведенная сейсмичность около шахт. Активируются недра под горной выработкой на глубину чуть больше километра. Установлено влияние вибрации на сейсмический процесс около подземных выработок [Еманов и др., 2008; Змушко и др., 2011].

Результаты:

- разрезы с наиболее сильными по магнитуде промышленными взрывами не являются разрезами с наиболее сильной наведенной сейсмичностью;
- отмечается рост магнитуды взрывов с увеличением общей массы заряда, хотя при короткозамедленном взрывании магнитуда должна зависеть от заряда ступени и не зависеть от общего заряда.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Адушкин В. В. Триггерная сейсмичность Кузбасса // Триггерные эффекты в геосистемах. Материалы III всероссийского семинара-совещания. – 2015. – С. 8–28.
2. Брыксин А. А., Селезнёв В. С. Влияние техногенных факторов на сейсмичность районов Кузбасса и озера Байкал // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53. – № 3. – С. 399–405.
3. Друкованый М. Ф. Методы управления взрывом на карьерах. – М. : Недра, 1973. – 402 с.
4. Еманов А. Ф. Корреляционный метод сжатия сигналов для обработки сейсмограмм промышленных взрывов // Геология и геофизика. – 1980. – № 4. – С. 77–86.
5. Еманов А. Ф. Влияние короткозамедленного взрывания на сейсмограммы промышленных взрывов // Геология и геофизика. – 1982. – № 9. – С. 81–89.
6. Еманов А. Ф., Еманов А. А., Фатеев А. В., Лескова Е. В., Колесников Ю. И. Промышленные взрывы и техногенная сейсмичность // Современная геодинамика массива горных пород верхней части литосферы: истоки, параметры, воздействия на объекты недропользования. – Новосибирск : СО РАН, 2008. – С. 228–366.
7. Еманов А. Ф., Еманов А. А., Фатеев А. В., Лескова Е. В., Корабельщиков Д. Г., Дураченко А. В. Система мониторинга наведенной сейсмичности Кузбасса и триггерные эффекты в развитии сейсмического процесса // Триггерные эффекты в геосистемах. Материалы III –го всероссийского семинара-совещания. – 2015. – С. 190–199.
8. Еманов А. Ф., Еманов А. А., Фатеев А. В., Лескова Е. В. Техногенное Бачатское землетрясение 18.06.2013 в Кузбассе – сильнейшее в мире при добыче твердых полезных ископаемых // Вопросы инженерной сейсмологии. – 2016. – Т. 43. – № 4. – С. 34–60.
9. Зиневич А. Н., Филина А. Г., Еманов А. Ф. Статистический подход к распознаванию промышленных взрывов и землетрясений // Методы изучения, строение и мониторинг литосферы. Материалы конференции, Новосибирск 6–13 сентября. – 1998. – С. 205–212.
10. Змушко Т. Ю., Турунтаев С. Б., Куликов В. И. Связь шахтной сейсмичности с режимом горных работ на шахтах г. Воркуты // Динамические процессы в геосферах: сборник научных трудов ИДГ РАН. – М. : ГЕОС, 2011. – Вып. 2. – С. 75–88.

REFERENCES

1. Adushkin V. V. Triggernaya sejsmichnost' Kuzbassa // Triggernye efekty v geosistemah. Materialy III –go vserossiyskogo seminar-soveshchaniya. – 2015. – S. 8–28.
2. Bryksin A. A., Seleznyov V. S. Vliyanie tekhnogennykh faktorov na sejsmichnost' rayonov Kuzbassa i ozera Bajkal // Geologiya i geofizika. – 2012. – T. 53. – № 3. – S. 399–405.
3. Drukovanyj M. F. Metody upravleniya vzryvom na kar'erah. – M. : Nedra, 1973. – 402 s.
4. Emanov A. F. Korrelyacionnyj metod szhatiya signalov dlya obrabotki sejsmogramm promyshlennykh vzryvov // Geologiya i geofizika. – 1980. – № 4. – S. 77–86.
5. Emanov A. F. Vliyanie korotkozamedlennogo vzryvaniya na sejsmogrammy promyshlennykh vzryvov // Geologiya i geofizika. – 1982. – № 9. – S. 81–89.
6. Emanov A. F., Emanov A. A., Fateev A. V., Leskova E. V., Kolesnikov Yu. I. Promyshlennyye vzryvy i tekhnogennaya sejsmichnost' // Sovremennaya geodinamika massiva gornyykh porod verhnjej chasti litosfery: istoki, parametry, vozdeystviya na ob'ekty nedropol'zovaniya. – Novosibirsk : SO RAN, 2008. – S. 228–366.
7. Emanov A. F., Emanov A. A., Fateev A. V., Leskova E. V., Korabel'shchikov D. G., Durachenko A. V. Sistema monitoringa navedyonnoj sejsmichnosti Kuzbassa i triggernye efekty v razvitii sejsmicheskogo processa // Triggernye efekty v geosistemah. Materialy III vserossiyskogo seminar-soveshchaniya. – 2015. – S. 190–199.
8. Emanov A. F., Emanov A. A., Fateev A. V., Leskova E. V. Tekhnogennoe Bachatskoe Zemletryasenie 18.06.2013 v Kuzbasse – sil'nejshee v mire pri dobyche tvyordyykh poleznykh iskopaemykh // Voprosy inzhenernoj sejsmologii. – 2016. – T. 43. – № 4. – S. 34–60.

9. Zinevich A. N., Filina A. G., Emanov A. F. Statisticheskij podhod k raspoznavaniyu promyshlennyh vzryvov i zemletryasenij // Metody izucheniya, stroenie i monitoring litosfery. Materialy konferencii, Novosibirsk 6-13 sentyabrya. – 1998. – S. 205–212.

10. Zmushko T. Yu., Turuntaev S. B., Kulikov V. I. Svyaz' shahtnoj sejsmichnosti s rezhimom gornyh rabot na shahtah g. Vorkuty // Dinamicheskie processy v geosferah: sbornik nauchnyh trudov IDG RAN. – M. : GEOS, 2011. – Vyp. 2. – S. 75–88.

© *А. Ф. Еманов, А. А. Еманов, А. В. Фатеев, Е. В. Шевкунова,
У. Ю. Ворона, Н. А. Серёжников, 2018*

ПРОЯВЛЕНИЕ ИНТРУЗИВНЫХ ТЕЛ В СОВРЕМЕННОМ РЕЛЬЕФЕ ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ КОЛЫВАНЬ-ТОМСКОЙ СКЛАДЧАТОЙ ЗОНЫ

Павел Степанович Лапин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат географических наук, научный сотрудник лаборатории математического моделирования нефтегазоносных систем, тел. (383)330-85-73, e-mail: LapinPS@ipgg.sbras.ru

Владимир Владимирович Оленченко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник, зав. лабораторией геоэлектрики, тел. (383)330-79-08, e-mail: OlenchenkoVV@ipgg.sbras.ru

Проанализированы свойства рельефа земной поверхности и выделены те из них, в которых отразилась активизация глубокопогруженного геологического тела. Это наличие ярусного строения современного рельефа и общий показатель эрозионно-денудационного расчленения. Первый характеризует стадийность развития рельефа в его завершающий период развития, а второй – современные рельефообразующие процессы, приводящие к изменению современного облика рельефа. Наибольшая интенсивность современных процессов приурочена к границе интрузивного тела, что позволяет предположить наличие перспективных областей орудинения.

Ключевые слова: рельеф земной поверхности, современные рельефообразующие процессы, унаследованный характер развития, интрузия.

THE MANIFESTATION OF INTRUSIVE BODIES IN THE MODERN RELIEF OF THE EARTH'S SURFACE OF THE KOLYVAN-TOMSK FOLD ZONE

Pavel S. Lapin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Researcher, Laboratory of Mathematical Modeling of Oil and Gas Systems, phone: (383)330-85-73, e-mail: LapinPS@ipgg.sbras.ru

Vladimir V. Olenchenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Associate Professor, Head of Laboratory for Geoelectrics, phone: (383)330-79-08, e-mail: OlenchenkoVV@ipgg.sbras.ru

The properties of the relief of the earth's surface are analyzed and those in which the activation of a deep-loaded geological body is reflected are highlighted. It is the presence of a stacked structure of modern topography and the overall rate of erosion-denudation dissection. The first characterizes the stages of development of the relief in its final period of development, and the second – modern relief-forming processes that lead to changes in the modern appearance of the relief. The greatest intensity of modern processes is timed to the boundary of the Intrusive body, which suggests the presence of promising areas of mineralization.

Key words: earth's surface relief, modern relief-forming processes, the inherited nature of development, intrusion.

Введение

Колывань-Томская складчатая зона (рис. 1) является составной частью территории, на которой происходит сочленение крупных тектонических структур, различающихся по геологическому, геоморфологическому и глубинному строению, времени заложения, магматизму и условиям геодинамического развития [5].

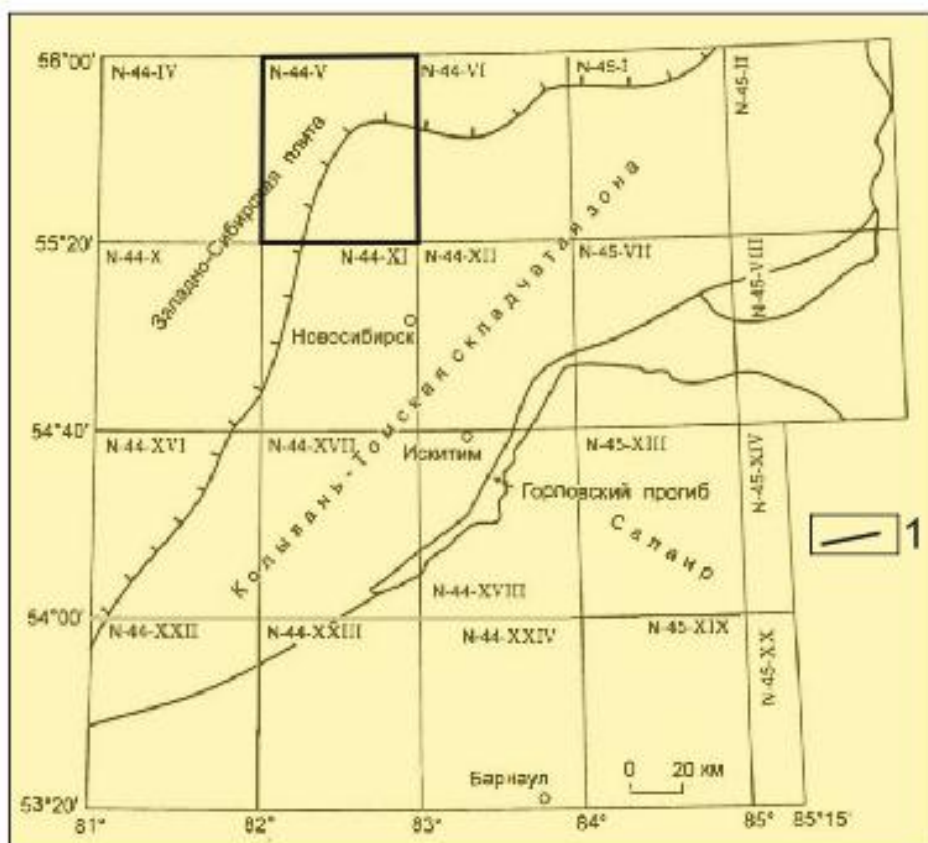


Рис. 1. Обзорная схема объекта исследования:

1 – границы объекта исследования

Установление характера проявления интрузивных тел в современном рельефе земной поверхности связано с необходимостью прогноза и поиска рудных объектов. По мнению [5], Колывань-Томская складчатая зона относится к областям, где уровень геологического познания и освоенности существенно ниже, поскольку ее большая часть покрыта четвертичными отложениями. Работа по поиску взаимосвязей активизации глубокопогруженных геологических тел в рельефе земной поверхности является актуальной, поскольку объект исследования перекрыт не только четвертичными, но и субгоризонтально залегающими неогеновыми отложениями.

По результатам геоморфологического районирования исследуемая область расположена в пределах Кузнецко-Салаирской провинции и соответствует Колывань-Томской возвышенности [6]. Последнюю можно рассматривать как погребенный мел-палеогеновый пенеплен с останцами раннемезозойского пенеплена. Современная речная сеть вскрывает этот пенеплен и разрушает перекрывающий его покров кайнозойских осадков. Следовательно, опираясь на результаты ранее проведенных геоморфологических исследований, можно предположить, что в современных рельефообразующих процессах может отражаться активизация глубокопогруженных геологических тел.

Объект исследования

Интрузивное тело, активизация которого оценивалась в процессе исследования современных рельефообразующих процессов, было закартировано и показано на карте [8]. Оно приурочено к северо-западной границе Новосибирского антиклинория, который ограничен региональными разломами. В юго-восточной части объекта исследования в пределах антиклинория выделяются линейные складки северо-восточного простирания. Региональный разлом и линейная складчатость в юго-восточной части объекта использовались для верификации полученных закономерностей (рис. 2).

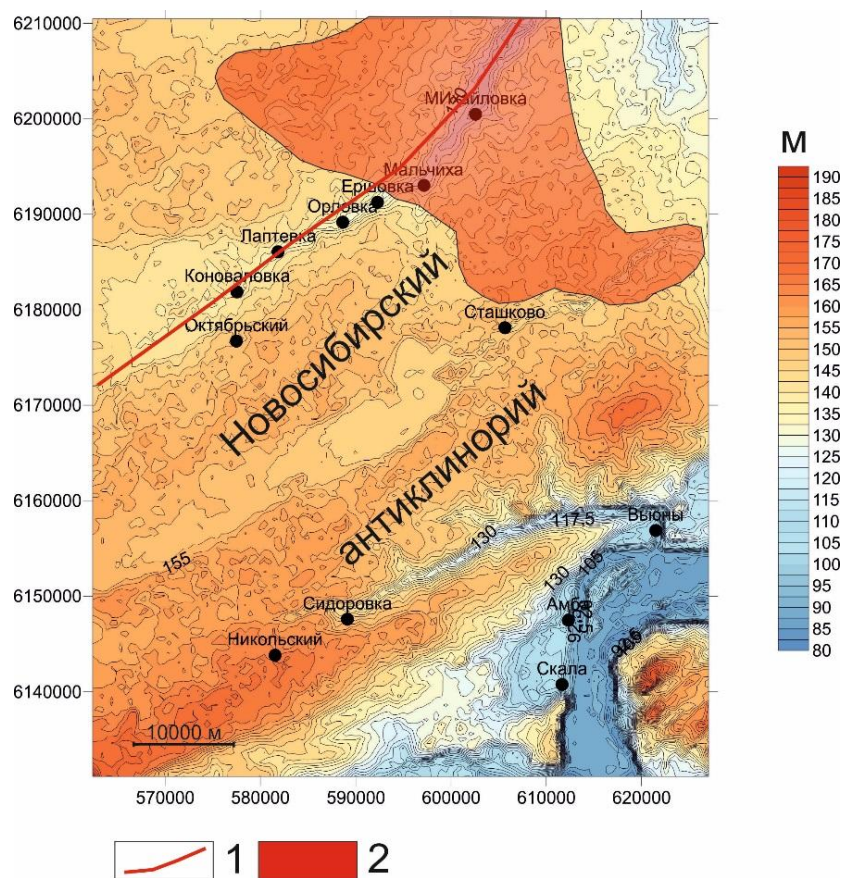


Рис. 2. Фрагмент карты [8] и рельеф земной поверхности объекта исследования:
1 – региональные разломы, 2 – интрузивное тело

Методика и результаты

Для оценки истории развития современного рельефа из всего многообразия методов был выбран более оптимальный – выделение и анализ ярусного строения рельефа [1, 3, 9]. Напомним, что морфологически ярус рельефа – это четко выраженные ступени, представленные сочетанием выровненных поверхностей и ограниченные уступами, которые отделяют их от нижерасположенных ярусов [3]. Достаточно часто в их содержание вкладывался генетический смысл, что позволяло оценивать степень деформации до неогеновой поверхности выравнивания. Однако во многих случаях возраст ярусов рельефа устанавливался неоднозначно, что приводило к ошибкам в описании истории развития рельефа [9].

В настоящей работе ярусность рельефа устанавливалась на морфологическом уровне, поскольку требовалось выяснить общую тенденцию в развитии современного рельефа за весь временной интервал его существования. Рельеф земной поверхности в пределах исследуемой территории был построен в пакете Serfer с привлечением данных радарной съемки [4]. Вычленив и объединив выровненные в рельефе реликты, была построена схема ярусного строения (рис. 3, а).

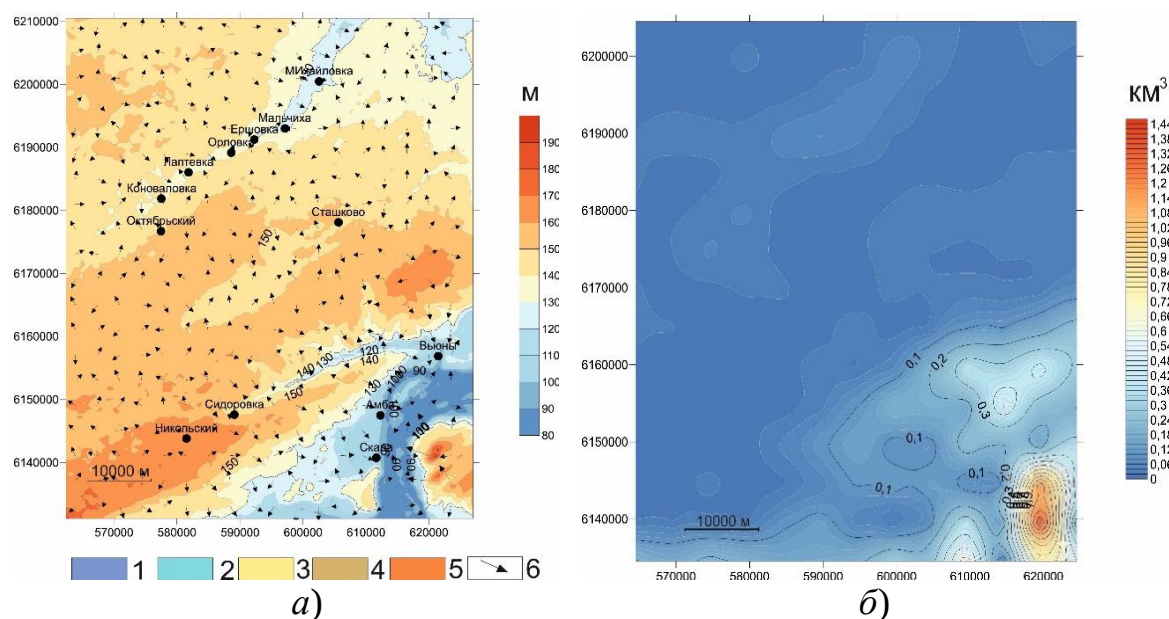


Рис. 3. Ярусность рельефа земной поверхности (а) и интенсивность проявления современных рельефообразующих процессов (б). Ярусы рельефа:

1 – первый; 2 – второй; 3 – третий; 4 – четвертый; 5 – пятый; 6 – направления изменения углов наклона склонов внутри ярусов

Для решения поставленной задачи помимо выявления морфологических особенностей в развитии объекта исследования проанализированы морфогенетические особенности, которые позволили на основе выявленной неравномерности проявления тектонических движений в проявлении современных релье-

фообразующих процессов и неотектонических движений оценить активизацию анализируемого геологического тела.

На первом этапе оценка морфогенетических особенностей в развитии современного рельефа земной поверхности осуществлена по ранее разработанной методике [2, 7]. По полученным значениям показателя эрозионно-денудационного расчленения строилась схема, характеризующая проявления современных рельефообразующих процессов (рис. 3, б).

На втором этапе исходили из того, что современные рельефообразующие процессы по времени проявления являются составной частью неотектонических движений, а по направленности действия могут развиваться как унаследовано, так и не унаследовано. Уточним, что деятельность современных экзогенных процессов осуществляется в пределах экзогенно-активного слоя, который ограничен вершинной и базисной поверхностями. В данном случае вершинная поверхность характеризует мобильную составляющую современного морфогенеза. Базисная поверхность является стабильной составляющей по отношению к изучаемым процессам, и в ее пространственном положении в большей степени отражен предшествующий рассматриваемому тектонический этап развития. Она построена по той же методике, что и общий показатель эрозионно-денудационного расчленения. Коррелируя значения показателей, характеризующих состояние базисной поверхности и проявления современных рельефообразующих процессов, устанавливается неравномерность проявления тектонических движений, и в дальнейшем в ее значениях определяется степень выраженности глубокопогруженного геологического тела – интрузии.

Обсуждение результатов

Для оценки степени выраженности интрузии (рис. 2) в новейших движениях ее сопоставили со схемой ярусности рельефа (рис. 3, а). Установлены соответствия, которые выразились в постепенном увеличении степени деформации ярусов по периметру интрузии (рис. 4, а).

Это свидетельствует об интенсивных тектонических движениях, которые проявлялись в процессе становления современного рельефа по периметру интрузивного тела. При этом само это тело не испытало воздействия интенсивных тектонических движений. Хорошее совпадение проявившейся на северо-востоке магнитной аномалии только подтверждает наличие интенсивных тектонических движений по границе интрузивного тела за период формирования современного рельефа (рис. 3, б).

Установив неоднородность проявления современных движений на основе изучения морфологических закономерностей современного рельефа, на следующем этапе их установили на морфогенетическом, что в значительной степени повышает результативность их сопоставления при проведении комплексных исследований.

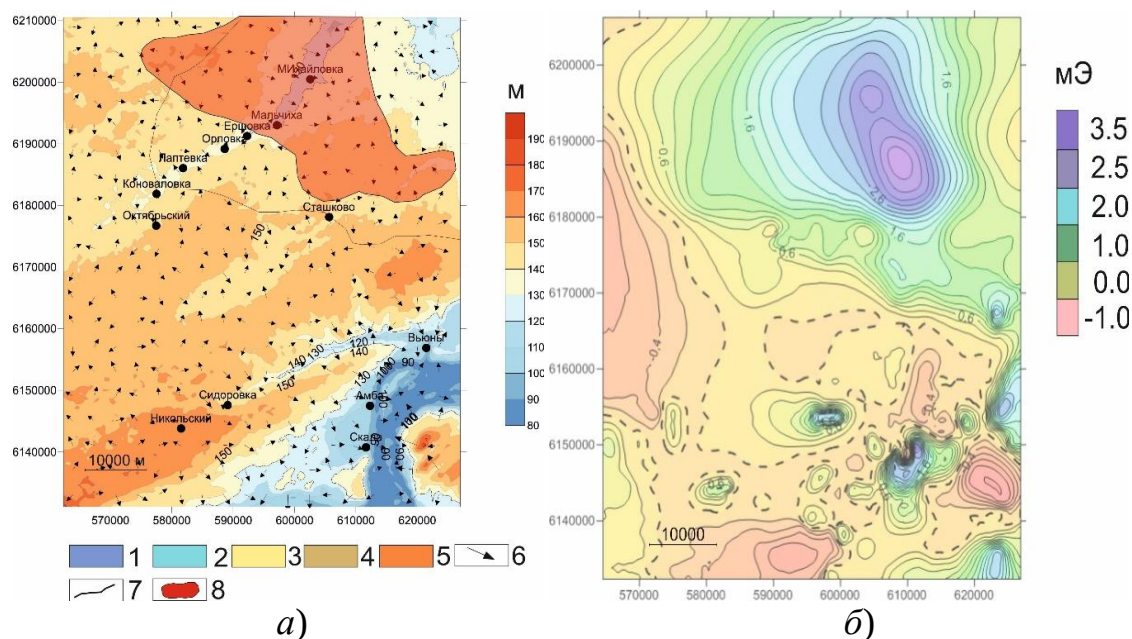


Рис. 4. Схема сопоставления ярусности рельефа земной поверхности с интрузией (а) и магнитной аномалией (б):

1–6 – см. рис. 3, а; 7 – граница 3 и 4 ярусов; 8 – интрузия

Неравномерность проявления современных рельефообразующих процессов оценили на основе установления взаимозависимости базисной поверхности и значений общего показателя эрозионно-денудационного расчленения (рис. 5, а).

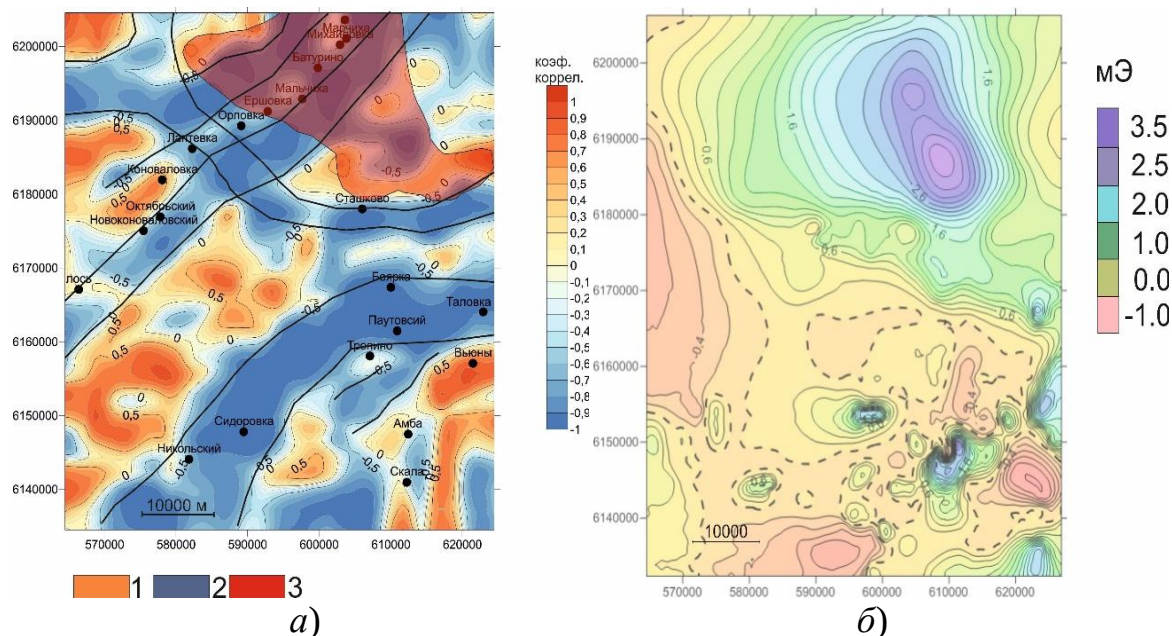


Рис. 5. Схема сопоставления неравномерного проявления современных рельефообразующих процессов, интрузии (а) и магнитной аномалии (б):

процессы проявляются: 1 – унаследовано, 2 – не унаследовано; 3 – интрузия

Были выделены области унаследованного и неунаследованного развития. Область унаследованного развития характеризуется высокой степенью взаимозависимости между участвующими в анализе значениями. В пределах этой области современные рельефообразующие процессы унаследуют тектонические движения более раннего этапа активизации. В областях неунаследованного развития картина обратная.

В пределах этой области наиболее интенсивны современные рельефообразующие процессы, которые стремятся существенно видоизменить современный рельеф. По результатам проведенного районирования по периметру интрузивного тела отмечена активизация современных процессов. Активизация выявленных процессов характерна для регионального разлома. В юго-восточной части исследуемой территории отмечено чередование унаследованного и неунаследованного развития рельефа, что может быть связано с линейно вытянутыми складками северо-восточного простирания в пределах Новосибирского антиклинория.

Заключение

В работе осуществлена оценка неравномерного проявления современных рельефообразующих процессов и выявлена активизация глубокопогруженного геологического тела – интрузии. Их характер оценивался как на морфологическом уровне – анализ ярусного строения современного рельефа, так и на морфогенетическим. Установление областей равномерного и неравномерного развития рельефа земной поверхности позволило выявить области интенсивного проявления современных процессов, как индикаторов активизации глубокопогруженных тел, так и линейных объектов – разломов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Лапин П. С. Изучение ярусности рельефа и построение неоструктурных схем с использованием ЭВМ // Дистанционные исследования природных ресурсов Сибири: сб. статей IV сессии Научно-координационного совета по аэрокосмическим исследованиям природных явлений и процессов в районах активного освоения Сибири. – Новосибирск : Наука, 1986. – С. 131–135.
2. Лапин П. С. Современный морфогенез Западного Сояна и сейсмичность // Геоморфология. – 2009. – № 1. – С. 76–84.
3. Лебедев Е. В. Ярусность рельефа горных хребтов Западного Приохотья // Геоморфология. – 1987. – № 1. – С. 79–86.
4. Межрегиональная общественная организация содействия развитию рынка геоинформационных технологий и услуг. – URL: <http://www.gisa.ru> (дата обращения – 1.03.2018).
5. Минералогия области сочленения Салаира и Колывань-Томской складчатой зоны: монография / Н. А. Росляков, Ю. Г. Щербаков, Л. В. Алабин и др. – Новосибирск : Гео, 2001. – 243 с.
6. Рельеф Алтае-Саянской горной области: монография / Г. А. Чернов, В. В. Вдовин, П. А. Окишев и др. – Новосибирск : Наука, 1988. – 206 с.
7. Рельеф и человек / Г. Ф. Уфимцев, Д. А. Тимофеев, О. А. Борсук и др. – М. : Научный Мир, 2007. – 178 с.

8. Тектоническая карта: Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской платформы и ее обрамления, масштаб: 1 : 5 500 000 / под ред. В. С. Суркова. – МинГео СССР, 1974.

9. Уфимцев Г. Ф. Ярусность, поясность и ступенчатость рельефа земной поверхности // Геоморфология. – 2011. – № 2. – С. 3–13.

REFERENCES

1. Lapin P. S. Izuchenie jarusnosti rel'efa i postroenie neostrukturnyh shem s ispol'zovaniem JeVM // Distancionnye issledovaniya prirodnih resursov Sibiri: sb. statej IV sessii Nauchno-koordinacionnogo soveta po ajerokosmicheskim issledovanijam prirodnih javlenij i processov v rajonah aktivnogo osvoenija Sibiri. – Novosibirsk : Nauka, 1986. – S. 131–135.

2. Lapin P. S. Sovremennij morfogenez Zapadnogo Sojana i sejsmichnost' // Geomorfologija. – 2009. – № 1. – S. 76–84.

3. Lebedev E. V. Jarusnost' rel'efa gornyh hrebtov Zapadnogo Prihot'ja // Geomorfologija. – 1987. – № 1. – S. 79–86.

4. Mezhhregional'naja obshhestvennaja organizacija sodejstvija razvitiyu rynka geoinformacionnyh tehnologij i uslug. – URL: <http://www.gisa.ru> (data obrashhenija – 1.03.2018).

5. Minerarenija oblasti sochlenenija Salaira i Kolyvan'-Tomskoj skladchatoj zony: monografija / N. A. Rosljakov, Ju. G. Shherbakov, L. V. Alabin i dr. – Novosibirsk : Geo, 2001. – 243 s.

6. Rel'ef Altae-Sajanskoj gornoj oblasti: monografija / G. A. Chernov, V. V. Vdovin, P. A. Okishev i dr. – Novosibirsk : Nauka, 1988. – 206 s.

7. Rel'ef i chelovek / G. F. Ufimcev, D. A. Timofeev, O. A. Borsuk i dr. – M. : Nauchnyj Mir, 2007. – 178 s.

8. Tektonicheskaja karta: Tektonicheskaja karta fundamenta Zapadno-Sibirskoj platformy i ejo obramlenija, masshtab: 1 : 5 500 000 / pod red. V. S. Surkova. – MinGeo SSSR, 1974.

9. Ufimcev G. F. Jarusnost', pojasnost' i stupenchatost' rel'efa zemnoj poverhnosti // Geomorfologija. – 2011. – № 2. – S. 3–13.

© П. С. Лапин, В. В. Оленченко, 2018

ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ В ГЕНЕРАТОРНОЙ ПЕТЛЕ – ИСТОЧНИК СИСТЕМНЫХ ПОМЕХ В ИМПУЛЬСНОЙ ИНДУКТИВНОЙ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКЕ

Николай Олегович Кожевников

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, профессор, главный научный сотрудник лаборатории геоэлектрики, тел. (383)333-28-16, e-mail: KozhevnikovNO@ipgg.sbras.ru

Средствами эксперимента и теории длинных линий изучены системные помехи, возникающие в измерительной системе для импульсной индуктивной электроразведки при выключении тока в генераторной петле. Показано, что расположение измерительного блока аппаратуры поблизости к середине периметра генераторной петли на 20–40 дБ снижает импульсную помеху, наводимую на входные цепи измерителя и приемный кондуктор.

Ключевые слова: метод переходных процессов, генераторная петля, синфазная помеха.

TRANSMITTER LOOP CURRENT AND VOLTAGE TRANSIENTS AS A SOURCE OF COMMON MODE NOISE IN TEM RESPONSE MEASUREMENTS

Nikolay O. Kozhevnikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Professor, Chief Researcher, Laboratory for Geoelectrics, phone: (383)333-28-16, e-mail: KozhevnikovNO@ipgg.sbras.ru

By means of experiment and the transmission line theory, I studied the system noise that occurs in a TEM measuring system after terminating the transmitter loop current. The location of the measuring unit near the middle part of the transmitter loop reduces, by 20 to 40 dB, the impulse noise induced in the input amplifier and in the line connecting it to the receiver loop.

Key words: TEM sounding method, transmitter loop, common mode noise.

Измерительная система для импульсной индуктивной электроразведки включает источник прямоугольных импульсов тока, генераторную и приемную петли, измеритель (регистратор) и источники питания. В ряде случаев система может содержать линию синхронизации и/или кондуктор, т. е. линию, соединяющую приемную петлю и регистратор. Обычно полезным сигналом в методах импульсной индуктивной электроразведки (МПП, ЗСБ) является ЭДС, индуцируемая в приемной петле или рамке магнитным полем устанавливающихся в земле вихревых токов. Кроме полезного сигнала на входе измерительного блока аппаратуры присутствуют помехи. В зависимости от того, находится ли источник помех внутри измерительной системы или вне ее, они классифицируются как системные или внесистемные. К внесистемным относят помехи, индуцируемые в приемной петле и наводимые на кондуктор за счет естественного переменного электромагнитного поля и полей промышленных источников.

В статье рассматриваются системные помехи, связанные с переходными процессами тока и напряжения в генераторной петле.

Для возбуждения индукционных переходных процессов в земле в генераторную петлю подают прямоугольные импульсы тока. Простой формирователь прямоугольных импульсов тока в петле, импеданс Z которой в общем случае является комплексным и частотно-зависимым, образован цепью из последовательно включенных источника тока, ключа (транзистор, тиристор) и петли (рис. 1, *а*). Более совершенная мостовая схема (рис. 1, *б*) создает в петле импульсы тока чередующейся полярности, разделенные паузой, и характеризуется намного лучшей симметрией, чем схема на рис. 1, *а*.

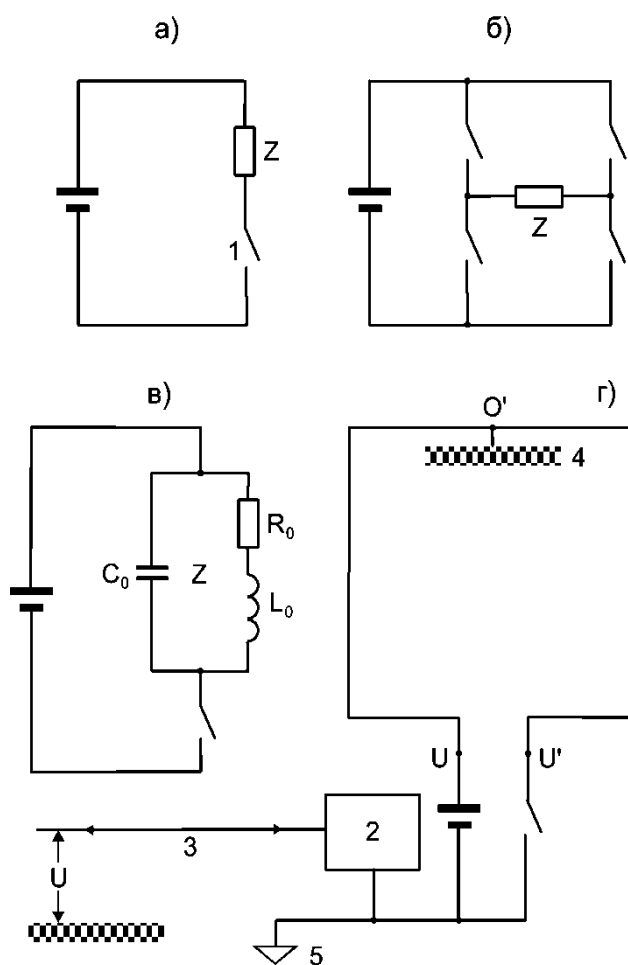


Рис. 1. Схема для формирования однополярных (а) и разнополярных (б) импульсов тока в генераторной петле; однополярный коммутатор тока, нагруженный на эквивалентный контур с сосредоточенными параметрами (в) и реальную петлю (г):

1 – быстродействующий ключ (транзистор, тиристор); 2 – схема управления;
3 – линия синхронизации; 4 – земля; 5 – сигнальная земля

На рис. 1, *в* изображен однополярный коммутатор тока и генераторная петля, представленная в виде эквивалентного контура с сосредоточенными па-

раметрами – сопротивлением R_0 , индуктивностью L_0 и емкостью C_0 . После замыкания ключа в контуре возникнут затухающие колебания тока и напряжения. Последние через низкое сопротивление источника питания приложены к находящемуся в закрытом состоянии ключу и, если не предпринять специальных мер по защите от перенапряжений, могут привести к пробою ключа и вывести его из строя.

Понять, что происходит при выключении тока, позволяет представление генераторной петли в виде симметричной комбинации из двух длинных линий, образованных проводом петли и подстилающей его геологической средой [1, 2].

Согласно теории длинных линий [3], напряжение $\dot{U}_1$ на входных зажимах линии длиной l следующим образом связано с выходными напряжением $\dot{U}_2$ и током $\dot{I}_2$: $\dot{U}_1 = \dot{U}_2 \operatorname{ch} \dot{\gamma} l + \dot{I}_2 \dot{Z}_B \operatorname{sh} \dot{\gamma} l$, где $\dot{\gamma} = \alpha + j\beta$, α – коэффициент затухания, β – коэффициент фазы, $\dot{Z}_B$ – волновое сопротивление линии.

Поскольку петлю можно представить в виде симметричной комбинации двух закороченных на выходе линий, $\dot{U}_2 = 0$, и, следовательно, $\dot{U}_1 = \dot{I}_2 \dot{Z}_B \operatorname{sh} \dot{\gamma} l$.

Применяя полученные соотношения к изображенной на рис. 1, з петле, получаем: $\dot{U} = \dot{I}_2 \dot{Z}_B \operatorname{sh} \dot{\gamma} l$, $\dot{U}' = -\dot{I}_2 \dot{Z}_B \operatorname{sh} \dot{\gamma} l$.

В случае собственных колебаний тока и напряжения $\beta = \pi/2$. Поэтому, учитывая, что затухание α невелико, находим $\dot{U} = \dot{I}_2 \dot{Z}_B e^{j\frac{\pi}{2}}$, $\dot{U}' = -\dot{I}_2 \dot{Z}_B e^{j\frac{\pi}{2}}$.

Очевидно, напряжение между зажимами петли составляет:

$$\dot{U}_{12} = \dot{U} - \dot{U}' = 2\dot{I}_2 \dot{Z}_B e^{j\frac{\pi}{2}}.$$

Согласно последнему выражению, $\dot{U}_{12}$ опережает по фазе колебания тока на $\pi/2$. На высоких частотах $Z_B \approx 150$ Ом [1]. Таким образом, если ток в точке провода, потенциал которой равен нулю (O' на рис. 1, з), равен I , размах напряжения между зажимами генераторной петли составляет $300 I$.

Колебания напряжения на зажимах петли возбуждают в линии «кабель синхронизации – ВЧР» волны тока и напряжения. Поэтому потенциал сигнальной земли регистратора изменяется во времени. Если электрическая длина линии синхронизации невелика, потенциал сигнальной земли регистратора повторяет напряжение на зажимах петли. Кроме того, изменяющиеся во времени потенциалы U и U' через различные емкости создают наводки на приемную петлю, кондуктор, линию синхронизации и входные цепи регистратора.

На рис. 2 изображена схема, поясняющая пути распространения наводок в измерительной системе. Находящиеся под высокими переменными потенциалами U и U' разомкнутые концы петли через импедансы $Z_{ГК}$ и $Z'_{ГК}$ воздействуют на входные цепи регистратора, приемную петлю и линию, соединяющую

приемную петлю и измерительный блок аппаратуры (кондуктор). Другая наводка действует по линии синхронизации, импеданс которой на рис. 2 обозначен как $Z_{\text{Ги}}$. Обычно импеданс $Z_{\text{Ги}}$ стремятся сделать как можно больше, однако он вследствие емкостных связей между обмотками разделительного трансформатора, оптронами и другими элементами не бесконечен.

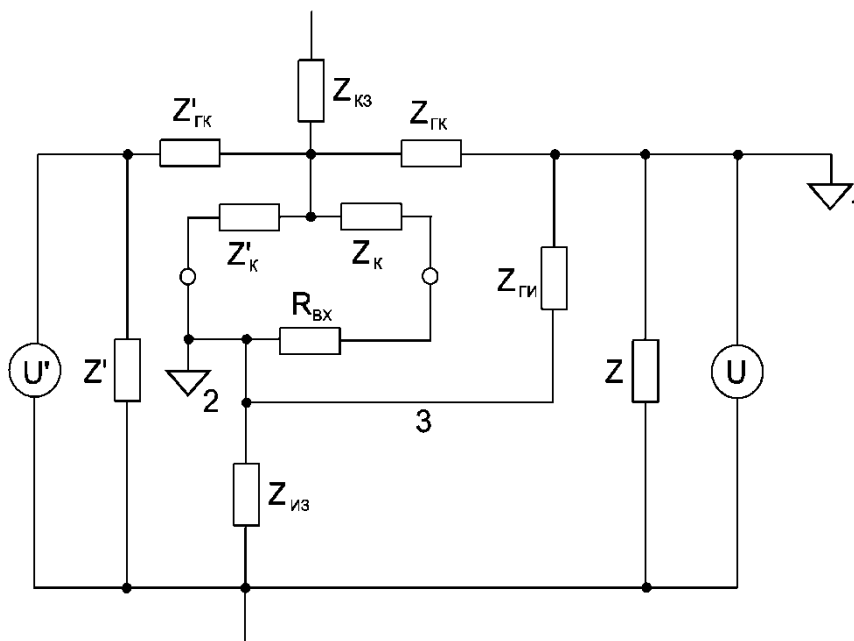


Рис. 2. Схема, поясняющая «пути» синфазных наводок в системе импульсной индуктивной электроразведки:

1 – сигнальная земля коммутатора тока; 2 – сигнальная земля измерителя; 3 – линия синхронизации; U , U' – эквивалентные источники напряжения (рис. 1, 2); Z , Z' – импедансы этих источников относительно земли; $Z_{\text{ГК}}$, $Z'_{\text{ГК}}$ – относительно кондуктора либо приемной петли; $Z_{\text{К}}$, $Z'_{\text{К}}$ – импедансы проводов кондуктора; $Z_{\text{КЗ}}$ – импеданс кондуктора относительно земли; $R_{\text{ВХ}}$ – входное сопротивление усилителя регистратора; $Z_{\text{из}}$ – импеданс сигнальной земли усилителя относительно земли; $Z_{\text{Ги}}$ – импеданс между сигнальными землями коммутатора и регистратора

Рис. 3 иллюстрирует эксперимент по изучению воздействия потенциалов U и U' (см. рис. 1, 2) на входные цепи регистратора и приемный кондуктор. Размер генераторной петли из провода ГПМП составлял 200×200 м. В случае, показанном на рис. 3, а, генератор для ударного возбуждения высокочастотных колебаний тока и напряжения (2) располагался рядом с измерительным усилителем, к входу которого был подключен закороченный на дальнем конце кондуктор в виде витой пары из провода ПСРП длиной 300 м. Поскольку кондуктор закорочен, он представляет антенну, воспринимающую синфазную наводку. Осциллограмма напряжения, приведенного к входу усилителя, показана на рис. 3, б. Форма напряжения, размах которого составляет около 0,2 В, повторяет форму колебаний напряжения на зажимах петли.

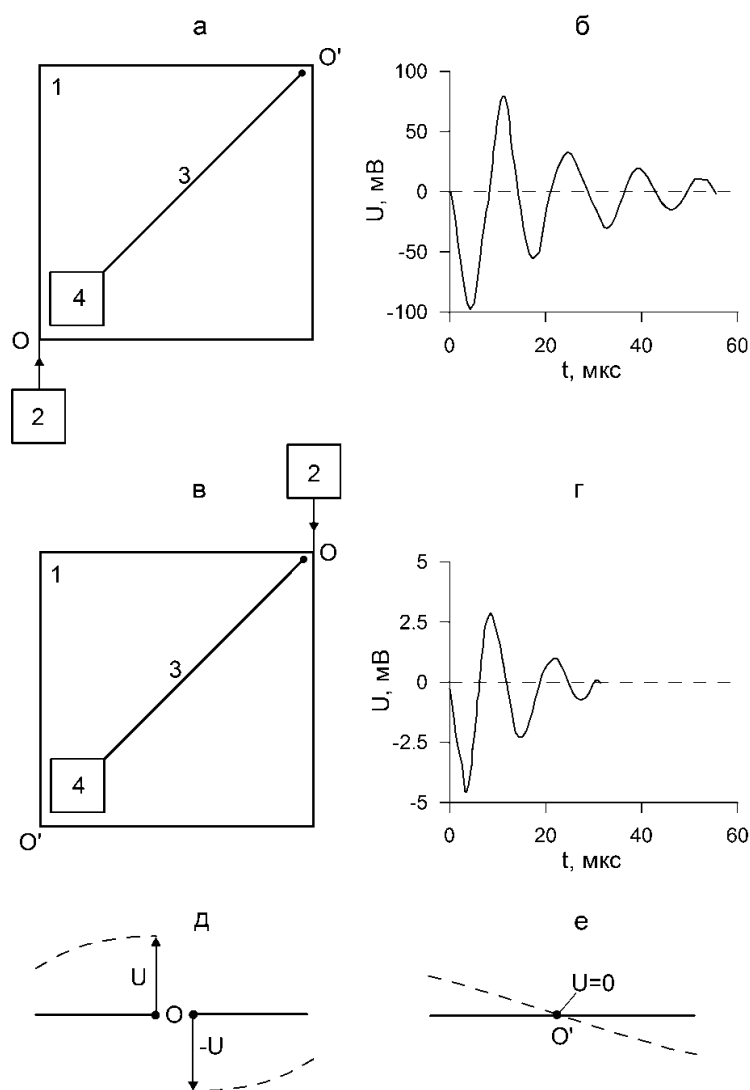


Рис. 3. Схемы наблюдений (а, в), осциллограммы синфазной наводки на кондуктор (б, г) и распределение потенциала вблизи точек О и О' (д, е):

1 – генераторная петля; 2 – генератор для ударного возбуждения высокочастотных колебаний; 3 – кондуктор; 4 – усилитель и осциллограф

Схема измерений на рис. 3, в отличается от предыдущей местом подключения генератора высокочастотных колебаний. Приведенное к входу напряжение на выходе усилителя по форме по-прежнему совпадает с формой колебаний напряжения на зажимах генераторной петли, однако теперь его размах не превосходит 7 мВ, т. е. в 30 раз меньше, чем в первом случае (рис. 3, г). В обоих случаях изменение полярности подключения кондуктора к входу усилителя не влияет на выходной сигнал, т. е. причиной рассматриваемой системной помехи является синфазная наводка.

Результаты этих наблюдений легко понять, если обратиться к картине стоячих волн тока и напряжения в генераторной петле [1]. В точке О схемы на рис. 3, а наблюдаются пучности напряжения, которое создает сильную наводку на расположенные поблизости кондуктора, которые подключены к входу уси-

лителя с большим входным сопротивлением (рис. 3, *д*). При измерениях по схеме на рис. 3, *в* пучности напряжения в петле находятся рядом с закороченным концом кондуктора, а его конец, подключенный к входу усилителя, расположен вблизи точки O' с нулевым потенциалом (рис. 3, *е*). При этом синфазная наводка на кондуктор снижается в десятки раз.

Значение приведенных результатов для измерений на ранних временах иллюстрирует рис. 4. Традиционные схемы наблюдений с установками «петля в петле» и совмещенной изображены на рис. 4, *а*, *в* соответственно. На рис. 4, *б*, *г* показаны рекомендуемые варианты, использование которых позволит на 20–40 дБ снизить системные помехи, связанные с коммутацией тока. На рис. 4, *д*, *е* приведены картины стоячих волн, поясняющие возникновение системных коммутационных помех при работе по традиционной и предлагаемой методикам.

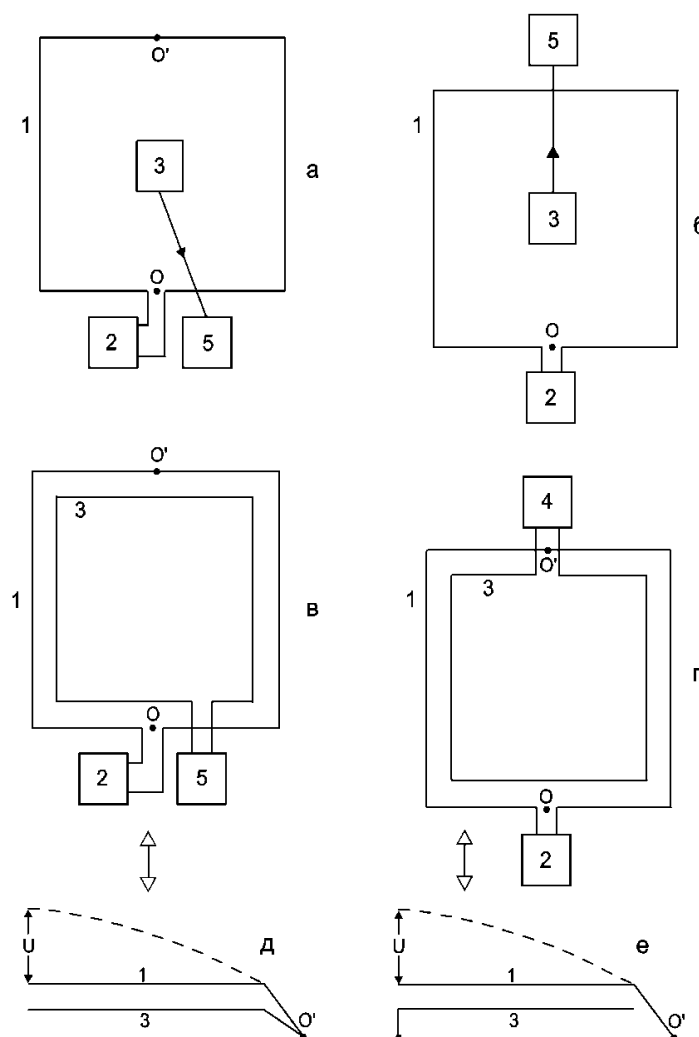


Рис. 4. Традиционные (*а*, *в*) и предлагаемые (*б*, *г*) схемы наблюдений;
(*д*, *е*) генераторная и приемная петли, образующие совмещенную установку,
как длинные линии:

1 – генераторная петля; 2 – коммутатор тока; 3 – приемная петля; 4 – кондуктор;
5 – измеритель

На основе модели системных помех, возникающих при выключении тока в генераторной петле, предложены рекомендации по снижению их влияния. В числе способов снижения влияния таких помех – увеличение импеданса $Z_{ги}$, тщательная гальваническая развязка между источником и приемником, симметрирование выходных цепей коммутатора тока и входных цепей регистратора. Анализ картины стоячих волн тока и напряжения в системе «генераторная петля – ВЧР» показывает, что действенным средством снижения уровня системных помех рассматриваемого вида является правильный выбор установки. В отличие от общепринятой схемы регистратор следует размещать не рядом с коммутатором тока на углу генераторной петли, а вблизи точки, где наблюдается узел стоячей волны напряжения. Эта точка равноудалена от зажимов петли, к которым подключен коммутатор тока.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Kozhevnikov N. O. Applying the transmission line theory to study ungrounded horizontal loop self-transients // Russian Geology and Geophysics. – 2009. – Т. 50, № 3. – С. 222–233.
2. Kozhevnikov N. O. Current turn-off in an ungrounded horizontal loop: experiment and theory // Russian Geology and Geophysics. – 2016. – Т. 57, № 3. – С. 498–505.
3. Simonyi K. Deutscher Verlag der Wissenschaften, Berlin // Theoretische Elektrotechnik. – 1956.

REFERENCES

1. Kozhevnikov N. O. Applying the transmission line theory to study ungrounded horizontal loop self-transients // Russian Geology and Geophysics. – 2009. – Т. 50, № 3. – С. 222–233.
2. Kozhevnikov N. O. Current turn-off in an ungrounded horizontal loop: experiment and theory // Russian Geology and Geophysics. – 2016. – Т. 57, № 3. – С. 498–505.
3. Simonyi K. Deutscher Verlag der Wissenschaften, Berlin // Theoretische Elektrotechnik. – 1956.

© Н. О. Кожевников, 2018

ФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОТРАЖЕНИЯ УПРУГИХ ВОЛН ОТ АЗИМУТАЛЬНО-АНИЗОТРОПНОЙ СРЕДЫ

Юрий Иванович Колесников

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор технических наук, доцент, главный научный сотрудник лаборатории динамических проблем сейсмики; Сейсмологический филиал Федерального исследовательского центра «Единая геофизическая служба Российской академии наук», 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, ведущий геофизик, тел. (383)333-31-38, e-mail: KolesnikovYI@ipgg.sbras.ru

Константин Владимирович Федин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, научный сотрудник лаборатории динамических проблем сейсмики; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, старший преподаватель кафедры геофизики; Новосибирский государственный технический университет, 630073, Россия, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, доцент кафедры геофизических систем, тел. (383)333-34-19, e-mail: FedinKV@ipgg.sbras.ru

Юрий Анатольевич Орлов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, ведущий инженер лаборатории динамических проблем сейсмики; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент кафедры общей физики, e-mail: OrlovYA@ipgg.sbras.ru

Приведены результаты физического моделирования упругих волн, отраженных от границы воды и низкоскоростной азимутально-анизотропной среды. Тонкослоистая модель анизотропной среды была напечатана на 3D-принтере из ABS-пластика. Результаты экспериментов показали, что для такой границы при углах падения менее 25° коэффициенты отражения от азимута плоскости падения практически не зависят. При больших углах падения наблюдается азимутальная зависимость коэффициентов отражения, наиболее сильно проявляющаяся при азимутах плоскости падения $45\text{--}60^\circ$. Результаты измерений в направлении слоистости хорошо согласуются с теоретическими коэффициентами отражения для границы изотропных сред.

Ключевые слова: азимутально-анизотропная среда, коэффициенты отражения, физическое моделирование.

PHYSICAL MODELLING OF ELASTIC WAVES REFLECTION FROM THE AZIMUTHALLY ANISOTROPIC MEDIUM

Yury I. Kolesnikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Associate Professor, Chief Researcher, Laboratory of Dynamic Problems of Seismic; Seismological Branch of Federal Research Center Geophysical of RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Leading Geophysicist, phone: (383)333-31-38, e-mail: KolesnikovYI@ipgg.sbras.ru

Konstantin V. Fedin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Researcher, Laboratory of Dynamic Problems of Seismic; Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Senior Lecturer, Geophysics Department; Novosibirsk State Technical University, 20, Prospect K. Marx St., Novosibirsk, 630073, Russia, Associate Professor, Department of Geophysical Systems. phone: (383)333-34-19, e-mail: FedinKV@ipgg.sbras.ru

Yury A. Orlov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Leading Engineer; Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Associate Professor, Department of General Physics, e-mail: OrlovYA@ipgg.sbras.ru

The results of physical modelling of elastic waves reflected from the boundary of water and low-velocity azimuthally anisotropic medium are presented. The thin-layer model of anisotropic medium was made from ABS plastic using 3D printer. The results of experiments showed that for such boundary the reflection coefficients are practically independent from the azimuth of plane of incidence at the angles of incidence less than 25° . At larger angles of incidence, the azimuthal dependence on the reflection coefficients is observed, which is most pronounced at azimuths of plane of incidence about $45\text{--}60^\circ$. The results of measurements in the layering direction are in good agreement with the theoretical reflection coefficients for the boundary of isotropic media.

Key words: azimuthally anisotropic medium, reflection coefficients, physical modelling.

В последние годы повышенный интерес к проявлениям анизотропии горных пород связан с трещиноватыми коллекторами, которые могут содержать залежи углеводородов. Трещины в таких залежах в большинстве случаев имеют субвертикальную ориентацию, что обусловлено преобладанием вертикальных напряжений в горных породах над горизонтальными. Азимутальное направление такой трещиноватости является важной характеристикой трещиноватых коллекторов, так как оно должно учитываться на разных этапах проектирования разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений.

Породы с вертикальной трещиноватостью в первом приближении можно рассматривать как трансверсально-изотропную среду с горизонтальной осью симметрии (модель среды НТИ) или азимутально-анизотропную среду. На практике зависимость коэффициентов отражения от азимута может быть использована для определения направления преимущественной ориентации трещин погруженных коллекторов, например, с помощью методов АВО-анализа, разрабатываемых для азимутально-анизотропных сред. Для отработки и надежной верификации таких методов должны привлекаться данные моделирования, в том числе физического.

В опубликованных ранее работах по физическому моделированию отражения упругих волн от границ с азимутально-анизотропными средами в качестве последних использовались слоистые пластмассы типа гетинакса [1] или текстолита [2, 3]. Скорости продольных волн в этих материалах были выше, чем в граничащих с ними средах, в которых распространялись падающие и отра-

женные волны. В данной работе приведены результаты физического моделирования отражения продольных волн от границы воды с более низкоскоростной азимутально-анизотропной средой, т. е. для случая, когда критические углы отсутствуют.

Схема экспериментальной установки представлена на рис. 1, *a*. Для проведения экспериментов использовалось рычажное устройство (рис. 1, *b*), которое позволяло вращать источник и приемник ультразвуковых импульсов на независимых рычагах фиксированной длины вокруг воображаемой оси, проходящей по плоской верхней грани исследуемого образца. При этом оси максимальной чувствительности датчиков были всегда ориентированы перпендикулярно к оси вращения рычагов. При каждом измерении рычаги с датчиками устанавливались под одинаковыми углами к поверхности образца, в ходе получения экспериментальных данных о зависимости коэффициентов отражения от угла падения эти углы изменялись синхронно в противоположных направлениях с шагом 5° . Таким образом, при любых углах наклона рычагов центр отражающей площадки находился в одном и том же месте. Такая методика позволила минимизировать влияние диаграмм направленности датчиков на результаты измерений.

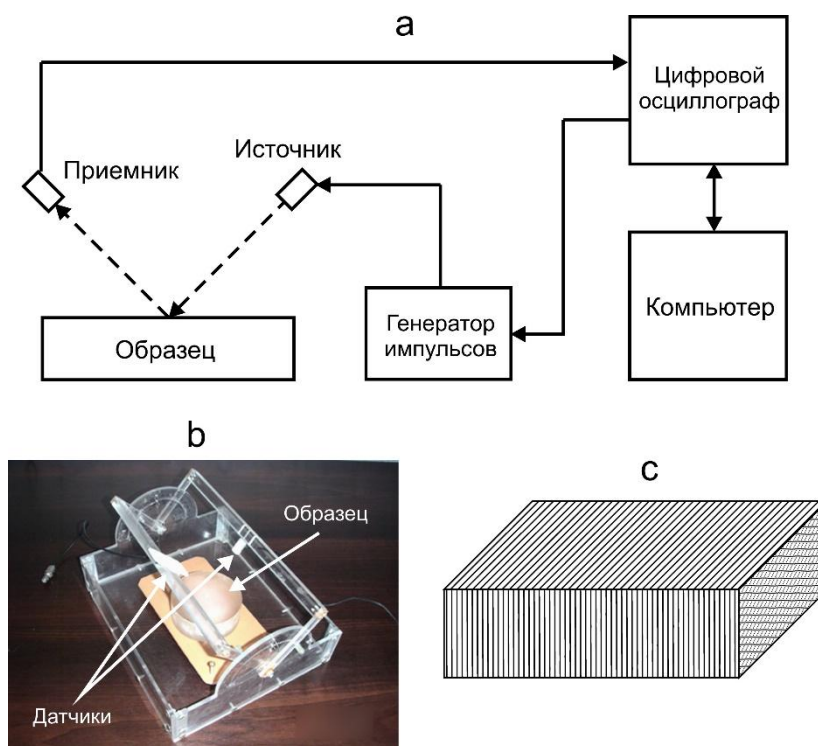


Рис. 1. Схема эксперимента (*a*), конструкция рычажного устройства (*b*) и структура образца азимутально-анизотропного материала, напечатанного на 3D-принтере (*c*)

Датчики поршневого типа были изготовлены из пьезокерамических дисков толщиной 1 мм и диаметром 6 мм (источник) и 10 мм (приемник). Расстояние от

оси вращения до источника составляло 65 мм, до приемника – 70 мм. Длина падающего на границу и затем отраженного от нее луча равнялась, таким образом, 135 мм. Для экранирования приходящей в первых вступлениях прямой волны между датчиками помещалась тонкая пластина из пенопласта. Вся конструкция вместе с образцом на время эксперимента помещалась в емкость с водой.

Для возбуждения в воде упругих волн на источник подавались прямоугольные электрические импульсы амплитудой 60 вольт. Отраженные от границы вода-образец ультразвуковые импульсы преобразовывались приемником в электрические сигналы, которые регистрировались с помощью цифрового осциллографа и записывались на жесткий диск компьютера для последующей обработки. Частота дискретизации аналоговых сигналов при оцифровке составляла 200 МГц. Для увеличения отношения сигнал/шум производилось 1000-кратное накопление сигналов.

При обработке экспериментальных данных измерялись амплитуды отраженной волны для разных углов падения, определяемых по наклону рычагов с датчиками относительно нормали к отражающей поверхности образца. Для вычисления экспериментальных коэффициентов отражения эти амплитуды делилась на амплитуду «эталонной» прямой волны. За «эталонную» принималась прямая волна, зарегистрированная в воде в отсутствие образца при соосном расположении датчиков на расстоянии 135 мм, равном длине луча при регистрации отраженных волн. Таким образом, влияние геометрического расхождения компенсировалось.

Учитывая особенности методики проведения экспериментов на установке, которая ранее уже применялась для определения коэффициентов отражения от границы воды с неидеально упругими средами [4], были выбраны относительно небольшие ($10 \times 10 \times 3$ см³) размеры образца материала, моделирующего азимутально-анизотропную среду. Печать образца была выполнена на 3D-принтере из акрилонитрилбутадиенстирола (ABS-пластика). Образец был изготовлен методом послойного наплавления нитей ABS-пластика толщиной 0,1 мм. Структура образца схематически показана на рис. 1, с.

Во время печати при переходе от каждого законченного слоя к последующему ориентация нитей менялась с 45 на 135 градусов относительно краев слоя или наоборот, т. е. нити в любых соседних слоях были ориентированы ортогонально. Таким образом, структура материала слоев имела орторомбическую симметрию. Для моделирования азимутальной анизотропии (точнее, квазианизотропии) при печати производилось чередование пар слоев с разным расстоянием между соседними нитями в слое.

Половина пар слоев печаталась с максимально близким расстоянием между нитями. Измеренная по контрольному образцу плотность такого «сплошного» материала составила 0,92 г/см³. Учитывая паспортную плотность пластика ABS (1,04 г/см³), пористость этих слоев равна примерно 12 %. Для получения образца с относительно большими значениями коэффициентов анизотропии печать другой половины слоев программировалась с десятипроцентным наполнением нитями. Но так как измеренная плотность полученного для эксперимен-

тов слоистого образца составила $0,524 \text{ г/см}^3$, оценка пористости этих слоев дает значение, близкое к 88 %. Такой комбинированный слоистый образец можно считать моделью породы с частично заполненными твердым материалом трещинами.

Измерения скоростей продольных волн в двух главных направлениях дали значения $V_{p1} = 1110 \text{ м/с}$ вдоль слоистости и $V_{p2} = 795 \text{ м/с}$ поперек слоистости. Для поперечных волн были получены следующие значения быстрой и медленной волн: $V_{s1} = 680 \text{ м/с}$ и $V_{s2} = 485 \text{ м/с}$. Таким образом, для данного образца коэффициенты анизотропии для продольных и поперечных волн оказались практически равными $\alpha_p = \alpha_s = 1.4$. Измеренная скорость продольных волн в воде составила 1495 м/с , плотность воды – 1 г/см^3 .

В ходе экспериментов были получены зависимости модуля коэффициента отражения от углов падения (в диапазоне от 5° до 80°) для азимутальных направлений плоскости падения от 0° (вдоль слоистости) до 90° (поперек слоистости) с шагом 5° . Графики зависимости модуля коэффициента отражения от угла падения для некоторых азимутов приведены на рис. 2.

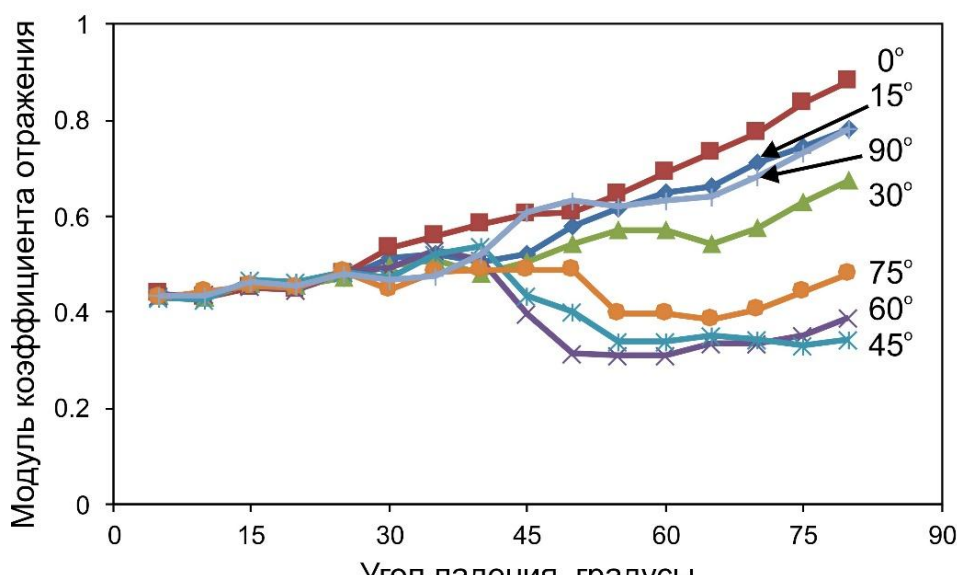


Рис. 2. Зависимости коэффициента отражения от угла падения на границу воды с азимутально-анизотропным образцом для некоторых азимутов плоскости падения относительно направления слоистости (0° – вдоль, 90° – поперек слоистости)

Как можно видеть, для углов падения ниже 25° модули коэффициентов отражения для разных азимутов практически не отличаются, но для больших углов наблюдается азимутальная зависимость этого параметра. При этом различия для азимутов 0° и 90° (вдоль и поперек слоистости) в основном не превышают 15 %. Максимальное же снижение модулей коэффициентов отражения в

сравнении с этими азимутами (для некоторых углов падения более чем в 2 раза) наблюдается для азимутов $45\text{--}60^\circ$.

Более наглядно полученные зависимости иллюстрирует рис. 3, где в виде поверхности приведены результаты для углов падения и азимутов плоскости падения с шагом 5° по каждому из этих параметров. Здесь также хорошо видно, что при относительно небольших углах падения модуль коэффициента отражения почти не зависит от азимута, в то время как при больших углах наблюдается сильная азимутальная зависимость этого параметра.

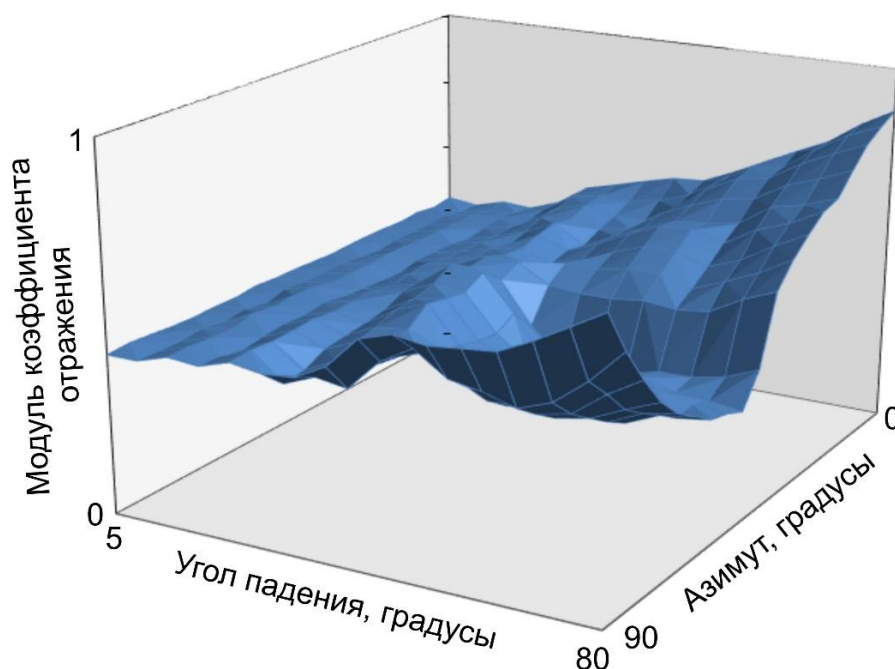


Рис. 3. Зависимость коэффициента отражения от угла падения и азимута плоскости падения относительно направления слоистости (азимут 0° – вдоль, 90° – поперек слоистости)

Известно, что если продольные и поперечные волны распространяются в плоскости изотропии и поляризованы в этой же плоскости, то явления отражения–преломления могут быть описаны так же, как в случае изотропных сред со скоростями соответствующих волн [5]. В наших экспериментах такому случаю соответствует азимут 0° и скорости в анизотропном образце $V_{p1} = 1110$ м/с и $V_{s1} = 680$ м/с. Мы рассчитали зависимость модуля коэффициента отражения от угла падения для этого случая, воспользовавшись компьютерной программой для плоских волн из работы [6]. Заметим, что в наших экспериментах волны могут рассматриваться как практически плоские [7], так как расстояние от излучателя до площадки отражения превышает длину волны на преобладающей частоте в несколько десятков раз. Как можно видеть из рис. 4, расчетные и полученные нами экспериментальные коэффициенты отражения в целом хорошо согласуются.

Полученные экспериментальные результаты могут быть использованы для тестирования алгоритмов и программ расчета волновых полей в средах с азимутально-анизотропными слоями, коэффициентов отражения для границ анизотропных сред, различных методов AVO-анализа и т. д.

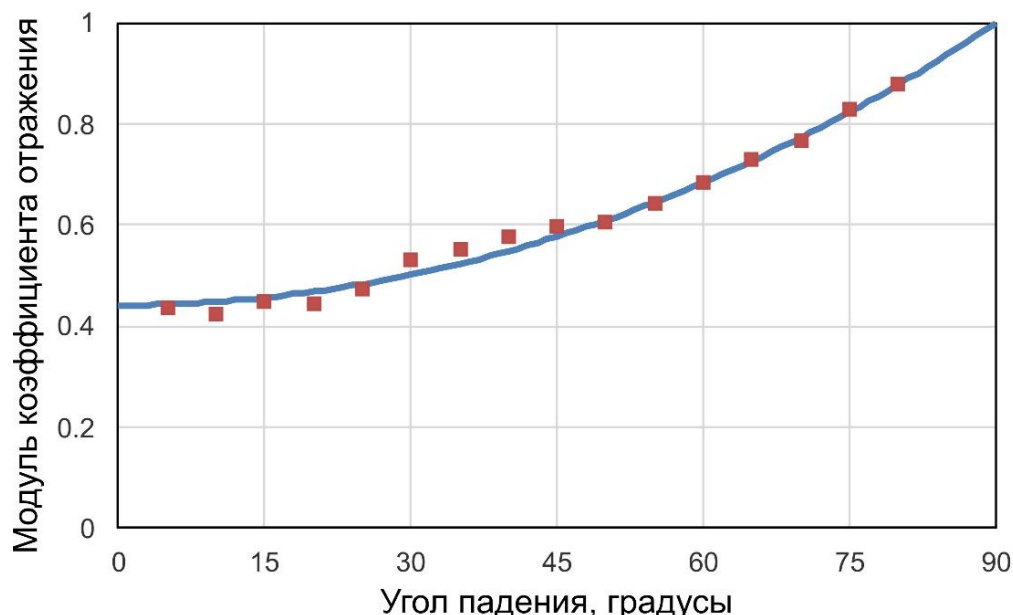


Рис. 4. Сравнение экспериментальных (квадратные маркеры) и теоретических (сплошная линия) коэффициентов отражения для азимутального направления плоскости падения вдоль слоистости

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Chang C. H., Gardner G. H. F. Effects of vertically aligned subsurface fractures on seismic reflections: A physical model study // *Geophysics*. – 1997. – Vol. 62. – No 1. – P. 245–252.
2. Mahmoudian F., Margrave G. F., Wong J., Henley D. C. Azimuthal amplitude variation with offset analysis of physical modeling data acquired over an azimuthally anisotropic medium // *Geophysics*. – 2015. – Vol. 80. – No 1. – P. C21–C35.
3. Malehmir R., Schmitt D. R. Acoustic Reflectivity From Variously Oriented Orthorhombic Media: Analogies to Seismic Responses From a Fractured Anisotropic Crust // *Journal of Geophysical Research*. – 2017. – Vol. 122. – Iss. 12. – P. 10069–10085.
4. Колесников Ю. И. Отражение ультразвуковых импульсов от границы воды с неидеально упругими средами: экспериментальные данные для случая наклонного падения // *Физическая мезомеханика*. – 2005. – Т. 8. – № 1. – С. 91–97.
5. Гольдин С. В. Сейсмические волны в анизотропных средах. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2008. – 375 с.
6. Young G. B., Braile L. W. A computer program for the application of Zoeppritz's amplitude equations and Knott's energy equations // *Bull. Seism. Soc. Amer.* – 1976. – Vol. 66. – No 6. – P. 1881–1885.
7. Аки К., Ричардс П. Количественная сейсмология: Теория и методы. Т. 1. – М. : Мир, 1983. – 520 с.

REFERENCES

1. Chang C. H., Gardner G. H. F. Effects of vertically aligned subsurface fractures on seismic reflections: A physical model study // *Geophysics*. – 1997. – Vol. 62. – No 1. – P. 245–252.
2. Mahmoudian F., Margrave G. F., Wong J., Henley D. C. Azimuthal amplitude variation with offset analysis of physical modeling data acquired over an azimuthally anisotropic medium // *Geophysics*. – 2015. – Vol. 80. – No. 1. – P. C21–C35.
3. Malehmir R., Schmitt D. R. Acoustic Reflectivity From Variously Oriented Orthorhombic Media: Analogies to Seismic Responses From a Fractured Anisotropic Crust // *Journal of Geophysical Research*. – 2017. – Vol. 122. – Iss. 12. – P. 10069–10085.
4. Kolesnikov Yu. I. Otrazhenie ul'trazvukovyh impul'sov ot granicy vody s neideal'no uprugimi sredami: jeksperimental'nye dannye dlja sluchaja naklonnogo padenija // *Fizicheskaja mezomehanika*. – 2005. – T. 8. – № 1. – S. 91–97.
5. Gol'din S. V. Sejsmicheskie volny v anizotropnyh sredah. – Novosibirsk : Izdatel'stvo SO RAN, 2008. – 375 s.
6. Young G. B., Braile L. W. A computer program for the application of Zoeppritz's amplitude equations and Knott's energy equations // *Bull. Seism. Soc. Amer.* – 1976. – Vol. 66. – No 6. – P. 1881–1885.
7. Aki K., Richards P. Quantitative seismology: Theory and methods. Vol. 1. – W. H. San Francisco : Freeman and company, 1980. – 557 p.

© Ю. И. Колесников, К. В. Федин, Ю. А. Орлов, 2018

СПОСОБ ОЦЕНКИ РЕАКЦИИ СООРУЖЕНИЙ НА СЕЙСМИЧЕСКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОСНОВЕ МЕТОДА КОГЕРЕНТНОГО ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПОЛЕЙ СТОЯЧИХ ВОЛН

Алексей Владимирович Лисейкин

Сейсмологический филиал Федерального исследовательского центра «Единая геофизическая служба Российской академии наук», 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник, тел. (383)333-25-35, e-mail: lexik@ngs.ru

Виктор Сергеевич Селезнев

Сейсмологический филиал Федерального исследовательского центра «Единая геофизическая служба Российской академии наук», 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, директор, тел. (383)333-20-21, e-mail: sel@gs.sbras.ru

Предлагается способ оценки реакции инженерных сооружений на сейсмические воздействия, основанный на пересчете колебаний основания в верхние точки объекта с использованием результатов детального обследования методом когерентного восстановления полей стоячих волн. На примере реакции плотины Саяно-Шушенской ГЭС на Тувинское землетрясение 26.02.2012 показано удовлетворительное соответствие между зарегистрированными колебаниями и теоретически рассчитанными сейсмограммами.

Ключевые слова: сейсмостойкость, теоретические сейсмограммы, стоячие волны, плотина Саяно-Шушенской ГЭС.

AN APPROACH FOR ESTIMATING THE REACTION OF ENGINEERING STRUCTURES TO THE EARTHQUAKE EFFECTS BASED ON THE METHOD OF COHERENT RESTORATION OF STANDING WAVE FIELDS

Aleksei V. Liseikin

Seismological Branch of Federal Research Center Geophysical of RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Leading Researcher, phone: (383)333-25-35, e-mail: lexik@ngs.ru

Victor S. Seleznev

Seismological Branch of Federal Research Center Geophysical of RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Director, phone: (383)333-20-21, e-mail: sel@gs.nsc.ru

An approach for estimating the reaction of engineering structures to the earthquake effects is proposed. It's based on the recalculation of base vibrations to the upper points of the object using the results of a detailed survey by the method of coherent restoration of standing wave fields. The example of the reaction of the dam of the Sayano-Shushenskaya hydropower plant to the Tuva earthquake on February 26, 2012 shows a satisfactory correspondence between the recorded oscillations and theoretically calculated seismograms.

Key words: seismic stability, theoretical seismograms, standing waves, dam of Sayano-Shushenskaya HPP.

Оценка сейсмостойкости инженерных сооружений, расположенных в зонах повышенной сейсмической активности, чрезвычайно важна и не требует дополнительной аргументации. Анализ опубликованной на эту тему литературы показывает, что большинством исследователей, как в России, так и в других странах, такая оценка делается на основе результатов математического моделирования: создается конечно-элементная модель здания или сооружения и производятся численные расчеты реакции этой модели на то или иное внешнее сейсмическое воздействие. Необходимо отметить, что в ФИЦ ЕГС РАН за почти 20 лет было обследовано более 100 различных сооружений, на десятках из которых делалось математическое моделирование, и ни разу математическая модель колебаний не совпала полностью с экспериментальной. Многие исследователи идут по пути уточнения математической модели с целью достижения наилучшего соответствия численных расчетов с результатами натурных экспериментов [1, 2 и др.]. Как правило, удается достичь соответствия частот нескольких первых форм колебаний, а более высокие частоты не совпадают. Но, даже если удастся подобрать частоты, то намного сложнее рассчитать параметры затухания колебаний. Идея предлагаемого способа состоит в том, чтобы разработать методику оценки реакции сооружения на воздействия не применяя математическое моделирование, а используя результаты экспериментальных определений собственных колебаний сооружения.

В инженерной сейсмологии давно известно, что при сейсмических воздействиях происходит усиление колебаний от основания к верху сооружения преимущественно на собственных частотах, что подтверждается наблюдениями, выполненными на различных объектах. Рассмотрим это на примере плотины Саяно-Шушенской ГЭС (далее – СШ ГЭС). На рис. 1 приведен пример, описывающий реакцию плотины на воздействие, вызванное Тувинским землетрясением, произошедшем 26.02.2012 г. на удалении около 300 км [3]. На рис. 1, а показаны колебания в поперечном к плотине направлении (X). Из записи сейсмостанции «Черемушки», которая, как и плотина СШ ГЭС, расположена на скальном грунте, на удалении 4,4 км, видно, что максимальная амплитуда колебаний составляет около 2 мм/с. В то же время, при регистрации в верхних точках плотины, максимумы амплитуд колебаний в несколько раз выше и достигают 7–20 мм/с. Причем, в разных точках плотины формы записей колебаний и их амплитуды отличаются. На рис. 1, б показано сравнение спектров этих записей со спектрами стоячих волн, полученных по методике [4] на основе регистрации микросейсм. Видно, что на станции «Черемушки» спектр относительно равномерный, без ярко выраженных частотных составляющих. В то же время, в верхних точках плотины в спектрах присутствуют составляющие с частотами, совпадающими с собственными частотами плотины. Предполагая, что колебания основания плотины СШ ГЭС, вызванные землетрясением, мало отличаются от колебаний, зарегистрированных в 4 км от нее, можно заключить, что усиление колебаний от низу к верху плотины произошло преимущественно на собственных частотах. Разный вид колебаний и их амплитуд можно объяснить тем, что точки расположены в различных местах относительно узлов и пучностей

стоячих волн, формирующихся в плотине. Исходя из этого появилась идея, использовать информацию, полученную при детальном обследовании сооружения методом стоячих волн для того чтобы предсказать, как будет вести себя сооружение при различных сейсмических воздействиях. Так можно оценить сейсмостойкость сооружения, или проверить, как это делается другими методами.

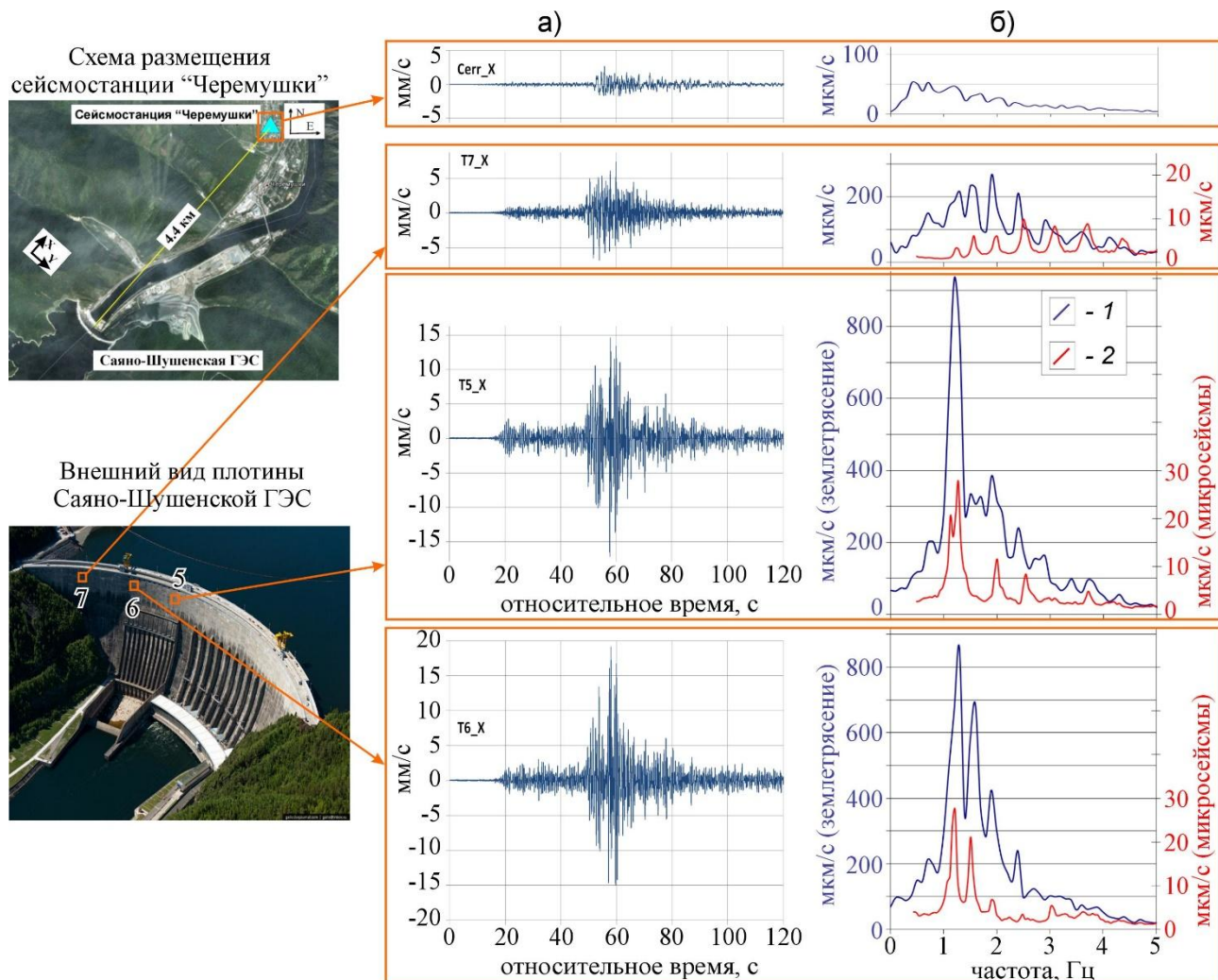


Рис. 1. Поперечные колебания различных точек плотины СШ ГЭС, вызванных Тувинским землетрясением (произошедшем 26.02.2012, $M = 6.8$, ~ 300 км с юго-востока от ГЭС):

а) записи землетрясения; б) амплитудные спектры записей землетрясения (1) и микроколебаний стоячих волн (2) в соответствующих точках

Технология изучения стоячих волн в крупных сооружениях на основе регистрации микросейсм с использованием малоканальной аппаратуры разработана в Сибирском отделении ФИЦ ЕГС РАН около 20 лет назад [4]. Упрощенно она состоит в следующем. В первую очередь, выполняются измерения по специальной схеме: на сооружении выбирается как минимум одна точка, в которой устанавливается аппаратура для постоянной регистрации колебаний, называе-

мая опорной. Имеющимся набором из нескольких сейсмостанций проводятся последовательные серии измерений микросейсмических колебаний во всем сооружении. Количество таких серий может быть любым, поэтому даже имея небольшой набор сейсмостанций, можно измерить колебания по очень густой сетке, состоящей из N точек наблюдения. После измерений выполняется цифровая обработка данных по методике [4]. Она состоит в том, что для каждой пары точек, состоящей из опорной и i -й точки на объекте, рассчитываются фильтры Винера по приведенной ниже формуле:

$$h_i(\omega) = \frac{\sum_{j=1}^n \bar{F}_{ij}(\omega) \bar{F}_{0j}^*(\omega)}{\sum_{j=1}^n |\bar{F}_{0j}(\omega)|^2}, \quad (1)$$

где $h_i(\omega)$ – частотная характеристика фильтра Винера для пересчета колебаний между опорной и i -й точками, $i = 1, \dots, N$; $\bar{F}_{ij}(\omega)$ и $\bar{F}_{0j}(\omega)$ – преобразования Фурье j -х фрагментов одновременных записей в перемещаемой и опорной точках, верхний индекс $*$ – означает комплексное сопряжение; n – количество таких фрагментов. На большинстве исследуемых зданий и сооружений, используются следующие параметры, установленные опытным путем: 10 с – длительность каждого фрагмента; длина всей записи 600 с; отсюда $n = 60$. Фильтр (1) устроен таким образом, что пропускает когерентные колебания, какими являются стоячие волны и подавляет колебания от бегущих волн-помех, которые не являются когерентными. После этого выполняется свертка колебаний в опорной точке с полученными фильтрами Винера и в итоге получается единовременное и детальное поле стоячих волн на объекте.

Суть предлагаемого нами подхода состоит в следующем. Наблюдения организуются таким образом, что добавляется еще одна опорная точка, устанавливаемая в основании здания или сооружения. Проводятся измерения колебаний и последующая обработка данных, с расчетом фильтров Винера h_i между верхней опорной точкой и различными точками здания. Дополнительно рассчитывается фильтр h_0 между нижней и верхней опорной точкой.

Необходимо отметить, что точность расчета фильтра h_0 будет сильно зависеть от соотношения сигнал/шум в нижней опорной точке. Так как точка стоит в основании сооружения, то амплитуда полезного сигнала, связанного с собственными колебаниями сооружения, существенно ниже амплитуд колебаний в верхних точках. Это проявляется в том, что функция когерентности сигналов с нижней и верхней опорных точек принимает пониженные значения на собственных частотах (рис. 2, в), в отличие от случая, когда обе точки расположены в верхней части сооружения (рис. 2, б). Как известно из работы [5], точность расчета характеристик фильтров Винера зависит как от значений когерентности, так и от длительности используемой записи сигналов: чем выше когерентность, тем меньший интервал времени регистрации требуется для достижения заданной точности. Вместе с тем, само значение когерентности также определяется

с некоторой погрешностью, зависящей как от соотношения сигнал/шум, так и от длительности записи. Для того, чтобы определить оптимальную длительность сигнала, в работе [6] предложено анализировать изменения спектров функции когерентности, рассчитанных для разных по времени длительностей сигналов. Оптимальным временем считается такое, когда достигается стабилизация спектров, т. е. когда увеличение времени регистрации не приводит к изменению спектров. Из рис. 2, в, для случая с плотиной СШ ГЭС, видно, что при длительности записей 8 часов и 13 часов спектры становятся стабильными. Зная значения когерентности для различных частот, можно, с использованием формул из работы [5] оценить погрешность расчета характеристик фильтров Винера. Так, при значении когерентности около 0,2 для частоты 1,2 Гц и 1,6 Гц (2-я и 3-я формы собственных колебаний плотины) и длительности записи 13 часов, относительная точность составит около 5 %. Для сравнения, при регистрации колебаний в верхних точках плотины, когда когерентность выше 0,8, точность в 5 % достигается при длительности регистрации менее 10 минут. Таким образом, чтобы обеспечить высокую точность построения характеристик фильтров, необходимо существенно увеличить длительность регистрации одновременно в нижней и верхней точках.

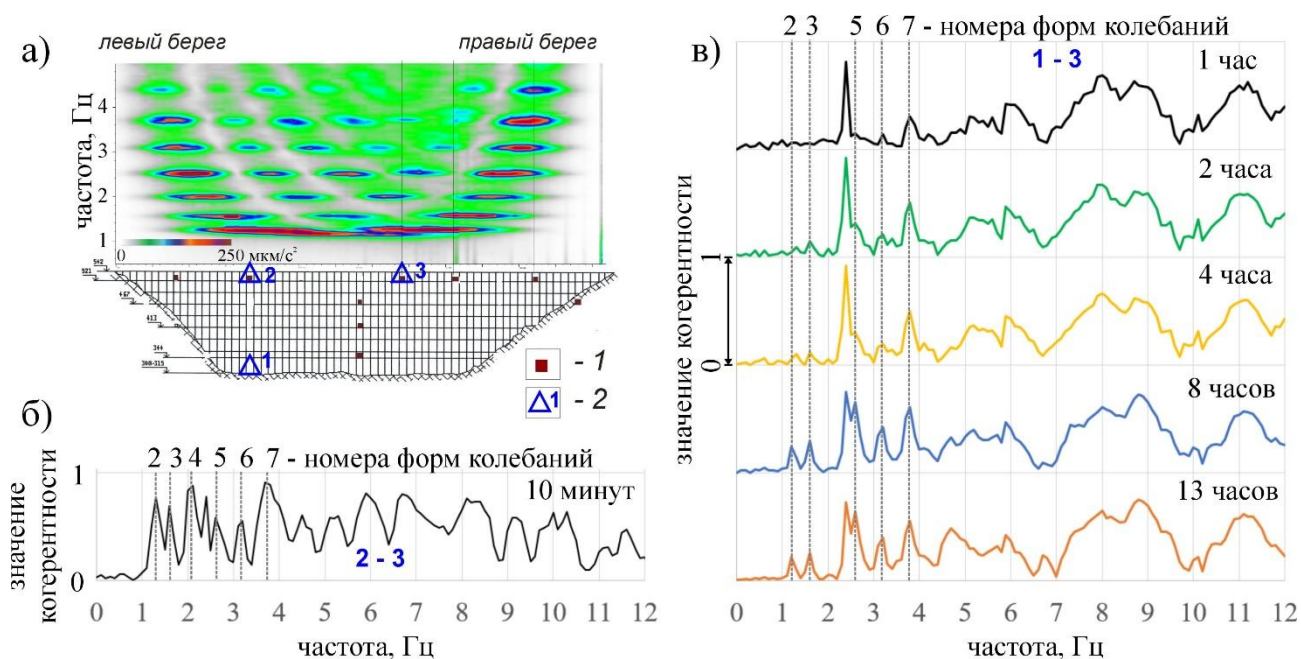


Рис. 2. Спектральное изображение поля стоячих волн, схема сейсмических наблюдений в плотине СШ ГЭС (а) и спектры функции когерентности поперечных колебаний различной длительности между точками 2–3 (б) и 1–3 (в): 1 – пункты сейсмометрической системы; 2 – временные сеймостанции

Дальнейший расчет теоретических сейсмограмм осуществляется следующим образом. Пусть $F(t)$ – некоторая функция, описывающая колебание, которое пришло в нижнюю опорную точку; фактически это колебание основания

сооружения при сейсмическом воздействии. Далее производится расчет теоретических колебаний $\overline{F}_i(t)$ в каждой из точек сооружения по формуле:

$$\overline{F}_i(t) = [F(t) * h_0(t)] * h_i(t) + F(t), \quad (2)$$

где $*$ – это операция свертки; $h_0(\omega)$ – фильтр Винера, рассчитанный по формуле (1) для пересчета колебаний между нижней и верхней опорными точками, а $h_i(\omega)$ – фильтры между верхней опорной точкой и i -ми точками сооружения ($i = 1, \dots, N$), соответственно. Данная процедура определяет, как преобразуется колебание в основании сооружения в любую из точек на сооружении. Дополнительное слагаемое $F(t)$ в формуле (2) введено из следующих соображений. Если его не учитывать, то будут получены только колебания с частотами стоячих волн, в связи с особенностью характеристик фильтров Винера (1). Однако, кроме стоячих волн, в поле колебаний будут еще и бегущие волны. Чтобы их учесть, вводится дополнительное слагаемое $F(t)$. Так как длина волны при низкочастотных сейсмических воздействиях, как правило, много больше геометрических размеров сооружения, то такое допущение представляется справедливым. На заключительном этапе, чтобы перейти к оценке сейсмостойкости сооружения, можно строить детальные карты колебаний объекта в разные моменты времени и от различных пробных сейсмических воздействий, по которым можно определять, в каких местах будут критические изгибы конструкции, когда она может разрушиться и при каких воздействиях это произойдет.

Для проверки достоверности предложенной методики расчета теоретических сейсмограмм, было проделан следующий эксперимент – реализация способа для случая с плотиной СШ ГЭС (рис. 3). В качестве экспериментального воздействия использовалась запись Тувинского землетрясения от 26.02.2012. К сожалению, отсутствуют записи этого землетрясения в основании, а есть только в верхних точках плотины. Поэтому в качестве исходного сейсмического воздействия применялись записи сейсмостанции «Черемушки». Кроме этого, записи в теле плотины были с неточным временем, и не для всех компонент приборов они были кондиционными. Все это не дало возможности провести полноценное сравнение теоретических и реальных записей землетрясения. Для расчета фильтров Винера использовались записи в двух точках – в нижней части плотины и в 5-м сеймопавильоне (т. 1 и т. 3 на рис. 2, а, соответственно). Из представленных результатов расчета теоретических сейсмограмм видно, что усиление происходит на X -компоненте, а на Y и Z колебания практически не усиливаются. Видно, что теоретические сейсмограммы по амплитуде близки к реальными. Некоторое различие в амплитудах и формах сигналов предположительно связано с тем, что исходная запись землетрясения использовалась с сейсмостанции «Черемушки», расположенной на расстоянии 4,4 км от СШ ГЭС, а не с основания плотины (где отсутствуют кондиционные записи). Кроме этого, возможное искажение вносит тот факт, что сравниваются записи, полученные разными типами сейсмической аппаратуры с отличающимися характеристиками.

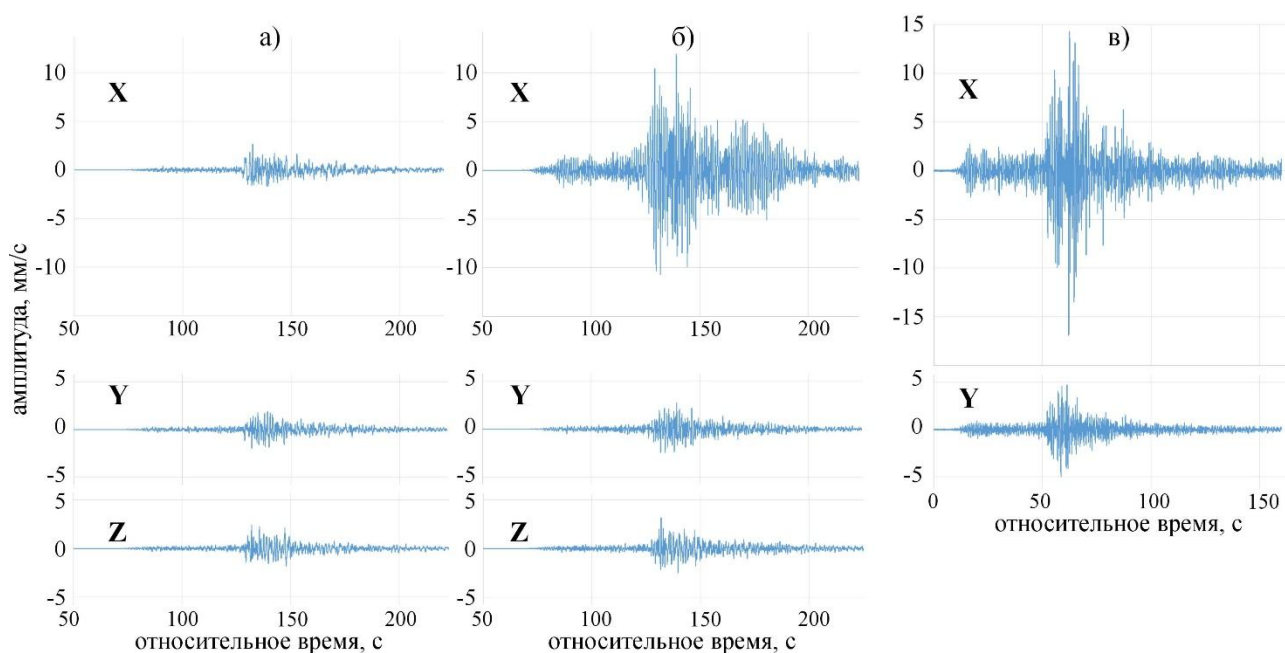


Рис. 3. Пример реализации способа для плотины Саяно-Шушенской ГЭС:

а) запись сейсмостанции «Черемушки»; б, в) соответственно, теоретические и реальные сейсмограммы для т. 3 (см. схему на рис. 2)

Необходимо отметить, также, что у зданий (при неизменном техническом состоянии) параметры собственных колебаний практически постоянные. В то же время, собственные колебания плотин (особенно высоконапорных ГЭС) могут меняться с течением времени. Так, в работе [7] было установлено, что собственные частоты плотины СШ ГЭС меняются в пределах 0,1–0,2 Гц в течение года, и эти изменения в основном коррелируют с изменениями уровня водохранилища. Данное обстоятельство необходимо учитывать при оценке сейсмостойкости подобных объектов.

Заключение

Предложен способ оценки реакции зданий и сооружений на сейсмические воздействия в основании, заключающийся в использовании результатов их детального обследования методом когерентного восстановления полей стоячих волн для расчета теоретических сейсмограмм в различных точках объекта. С использованием экспериментальных данных на крупном инженерном сооружении – бетонной арочно-гравитационной плотине СШ ГЭС показано, что теоретические сейсмограммы в целом соответствуют по амплитуде реальным записям в верхней части сооружения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Егоров А. Ю., Костылев В. С., Саранцев М. И. Определение собственных частот плотины Саяно-Шушенской ГЭС по показаниям сейсмометрической аппаратуры и расчетными методами // Гидротехническое строительство. – 2016. – № 8. – С. 45–50.

2. Красников А. А. Разработка упругой модели плотины Саяно-Шушенской ГЭС для интерпретации стоячих волн // Материалы VIII Уральской молодежной научной школы по геофизике (Пермь, 19–24 марта, 2007). – Пермь, 2007. – С. 134–138.
3. Еманов А. Ф., Еманов А. А., Лескова Е. В. и др. Тувинские землетрясения 27.12.2011 г., $M_L = 6.7$ и 26.02.2012 г., $M_L = 6.8$ и их афтершоки // Доклады Академии наук. – 2014. – Т. 456. – № 2. – С. 223.
4. Селезнев В. С., Еманов А. Ф., Кузьменко А. П. и др. Способ приведения к единому времени регистрации разновременных записей измерений // Патент на изобретение RUS 2150684 26.08.1998.
5. Еманов А. Ф., Селезнев В. С., Бах А. А. и др. Пересчет стоячих волн при детальном инженерно-сейсмологических исследованиях // Геология и геофизика. – 2002. – Т. 43. – № 2. – С. 192–207.
6. Еманов А. Ф., Красников А. А., Бах А. А. и др. Резонансные свойства верхней части разреза // Физическая мезомеханика. – 2008. – Т. 11. – № 1. – С. 26–36.
7. Лисейкин А. В., Селезнев В. С., Бах А. А. и др. Об изменении значений собственных частот плотины Саяно-Шушенской ГЭС при различных уровнях наполнения водохранилища // Материалы Всероссийской конференции, посвященной 100-летию со дня рождения академика Н. Н. Пузырёва «Геофизические методы исследования земной коры» (Новосибирск, 9–12 декабря, 2014). – Новосибирск, 2014. – С. 182–186.

REFERENCES

1. Egorov A. Yu., Kostylev V. S., Sarantsev M. I. Opredelenie sobstvennykh chastot plotiny Sayano-Shushenskoi GES po pokazaniyam seismometricheskoi apparatury i raschetnymi metodami // Gidrotekhnicheskoe stroitel'stvo. – 2016. – № 8. – С. 45–50.
2. Krasnikov A. A. Razrabotka uprugoi modeli plotiny Sayano-Shushenskoi GES dlya interpretatsii stoyachikh voln // Materialy VIII Ural'skoy molodezhnoy nauchnoy shkoly po geofizike (Perm', March 19–24, 2007). – Perm', 2007. – S. 134–138.
3. Emanov A.F., Emanov A.A., Leskova E.V. et al. Tuvinskie zemletryaseniya 27.12.2011 g., $M_L = 6.7$ i 26.02.2012 g., $M_L = 6.8$ i ikh aftershoki // Doklady Akademii nauk. – 2014. – T. 456. – № 2. – S. 223.
4. Seleznev V. S., Emanov A. F., Kuz'menko A. P. et al. Sposob privedeniya k edinomu vremeni registratsii raznovremennykh zapisei izmerenii // Patent na izobretenie RUS 2150684 26.08.1998.
5. Emanov A. F., Seleznev V. S., Bakh A. A. et al. Pereschet stoyachikh voln pri detal'nykh inzhenerno-seismologicheskikh issledovaniyakh // Geologiya i geofizika. – 2002. – T. 43. – № 2. – S. 192–207.
6. Emanov A. F., Krasnikov A. A., Bakh A. A. et al. Rezonansnye svoistva verkhnei chasti razreza // Fizicheskaya mezomekhanika. – 2008. – T. 11. – № 1. – S. 26–36.
7. Liseikin A. V., Seleznev V. S., Bakh A. A. et al. Ob izmenenii znachenii sobstvennykh chastot plotiny Sayano-Shushenskoi GES pri razlichnykh urovnyakh napolneniya vodokhranilishcha // Materialy Vserossiiskoy konferentsii, posvyashchennoy 100-letiyu so dnya rozhdeniya akademika N. N. Puzyreva «Geofizicheskie metody issledovaniya zemnoi kory» (Novosibirsk, December 9–12, 2014). – Novosibirsk, 2014. – S. 182–186.

© А. В. Лисейкин, В. С. Селезнев, 2018

СЕЙСМОТЕКТОНИЧЕСКИЕ ДЕФОРМАЦИИ В МЕКСИКАНСКОЙ СУБДУКЦИОННОЙ ЗОНЕ

Ольга Анатольевна Кучай

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-87-05, e-mail: KuchayOA@ipgg.sbras.ru

Петр Георгиевич Дядьков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент. тел. (383)333-03-99, e-mail: DyadkovPG@ipgg.sbras.ru

Юлия Михайловна Романенко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел. (383)333-03-99, e-mail: RomanenkoYM@ipgg.sbras.ru

Зарина Сериккезы Джумагалиева

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент, тел. (383)330-87-05, e-mail: zarina-dzhumagal@bk.ru

По данным механизмов очагов землетрясений, произошедших с 1976 г. по настоящее время, произведен расчет сейсмотектонических деформаций в сегменте земной коры и подкоровой области зон контакта литосферных плит района сильнейшего землетрясения Мексики 2017 г. ($M = 8.2$). Землетрясение произошло в зоне, где меняется тип сейсмотектонических деформаций. Вдоль внешней границы глубоководного Центрально-Американского желоба в погружающей плите Кокос возникают землетрясения сбросового типа в сегментах, где глубина погружения плиты достигает 25 км.

Ключевые слова: сейсмотектонические деформации, сильное землетрясение, механизм очага землетрясения, плита Кокос, Мексика.

SEISMOTECTONIC DEFORMATIONS IN THE MEXICAN SUBDUCTION ZONE

Olga A. Kuchay

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, phone: (383)333-37-92, e-mail: KuchayOA@ipgg.nsc.ru

Peter G. Dyadkov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Head of Laboratory; Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Associate Professor, phone: (383)333-03-99, e-mail: DyadkovPG@ipgg.sbras.ru

Yuliya M. Romanenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Researcher, phone: (383)333-03-99, e-mail: RomanenkoYM@ipgg.sbras.ru

Zarina C. Jumagaliyeva

Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Student, phone: (383)330-87-05, e-mail: zarina-dzhumagal@bk.ru

The seismotectonic deformations were calculated in the Earth's crust and the subcrustal area of lithospheric plates contact zones near of the strongest Mexico earthquake in 2017 ($M = 8.2$) according to the foci mechanisms data of earthquake, which occurred from 1976 to the present. The earthquake occurred where the type of seismotectonic deformations changes. Along the outer boundary of the Central America, deep-water trench earthquakes of fault type occur in segments of submerged slab of Cocos where the immersion depth of the plate reaches 250 km.

Key words: seismotectonic deformations, strong earthquake, earthquake focal mechanism, Cocos plate, Mexico.

Введение

На территории Мексики произошло два сильных сейсмических события в 2017 г., и одно – в 2018 г. 8 сентября 2017 г. ($\varphi = 15.34^\circ$, $\lambda = -94.62^\circ$, $M_w = 8.2$, $H = 50.2$ км) – в Центрально-Американском желобе (залив Теуантепек), 19 сентября 2017 г. ($\varphi = 18.51^\circ$, $\lambda = -98.62^\circ$, $M_w = 7.1$, $H = 52.7$ км seismotectonic deformations, strong earthquake, earthquake focal mechanism) – в горах Сьерра-Мадре, вблизи г. Мехико, и 16 февраля 2018 г. ($\varphi = 16.64^\circ$, $\lambda = -97.65^\circ$, $M_w = 7.2$, $H = 24$ км) – в горах Южные Сьерра Мадре. Вдоль зоны контакта плиты Кокос с Северо-Американской и Карибской проходит Центрально-Американский желоб, от полуострова Калифорния до Панамского перешейка. Пограничные области плиты Кокос являются сейсмически активными, причем наибольшее количество землетрясений сосредоточено в зоне конвергентной границы Северо-Американской и Карибской плит с плитой Кокос (рис. 1). Распределение гипоцентров в плите Кокос на профилях, построенных нами вкрест Центрально-Американского желоба, может свидетельствовать об особенностях ее погружения. Северо-восточная часть плиты и небольшой сегмент юго-восточной части полого погружаются под Северо-Американскую плиту, примерно до 100 км, центральная часть плиты – более глубоко, до 250 км (рис. 1) [Benz et al, 2011; Pardo and Suarez, 1995]. Таким образом, создаются несколько разные условия для формирования очагов землетрясений и их механизмов, соответственно, сейсмотектонические деформации объемов горных масс за счет землетрясений должны отличаться. Знание этих особенностей будет приближать нас к пониманию физической природы сейсмического процесса в этом регионе.

В очаге сильнейшего землетрясения (8 сентября 2017 г., $M_w = 8.2$) сбросовая подвижка произошла по крутой плоскости [earthquake.usgs.gov/earthquakes] (рис. 1). Протяженность очага по горизонтали оценивается в 160 км. Более слабое землетрясение (19 сентября) характеризуется также сбросовой подвижкой

[earthquake.usgs.gov/earthquakes] (рис. 1), а землетрясение 16 февраля 2018 г. – надвиговой подвижкой [earthquake.usgs.gov/earthquakes] (рис. 1). Из-за того, что плита Кокос на северо-востоке граничит с двумя литосферными плитами, деформации в зоне контакта имеют многочисленные особенности. Остановимся на наиболее общих чертах сейсмотектонических деформаций (СТД), но сначала кратко изложим методику расчета СТД.

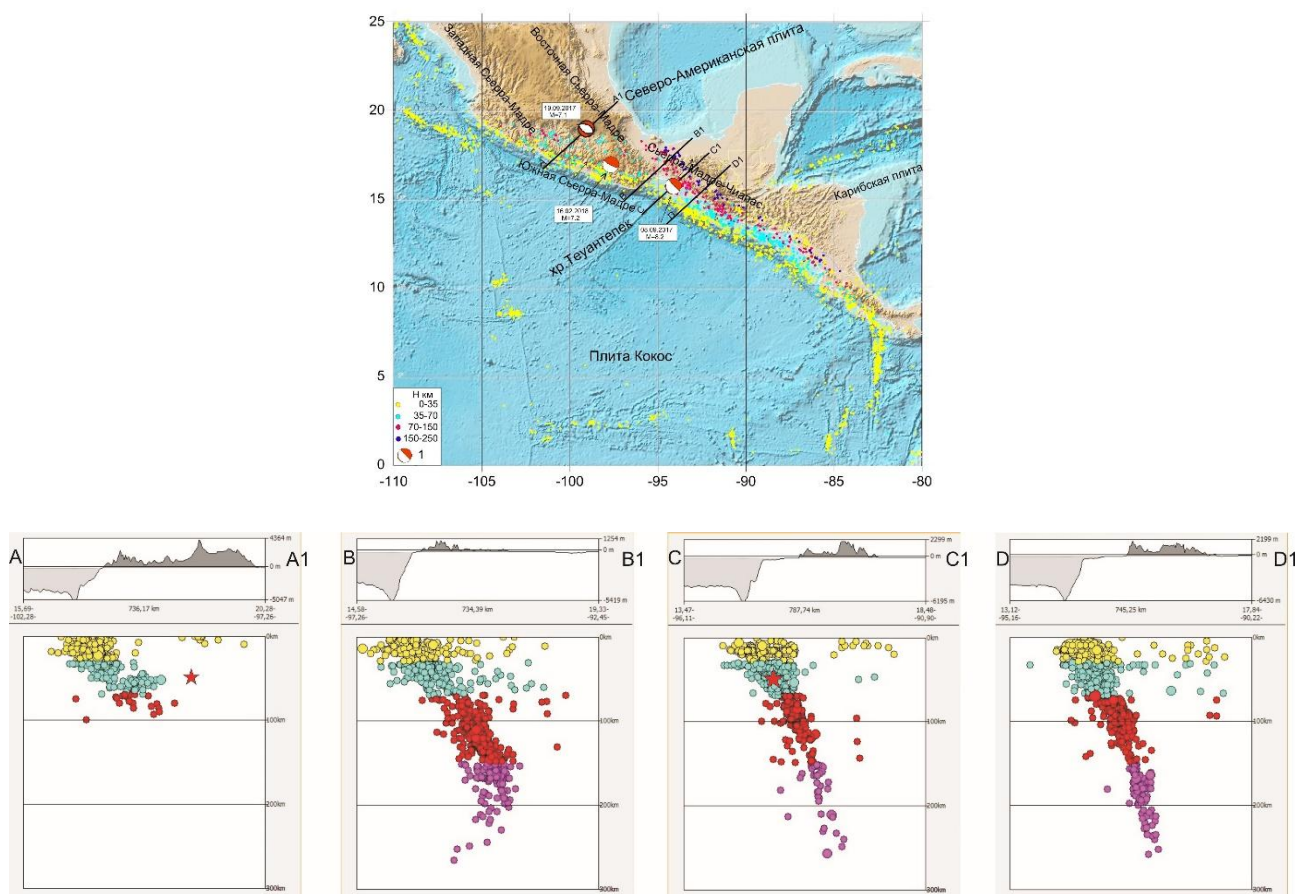


Рис. 1. Карта гипоцентров землетрясений по глубинам, для которых определен механизм очага землетрясения

На рис. 1 профили построены вкрест контакта плит Кокос и Северо-Американской по данным из [earthquake.usgs.gov/earthquakes]. А–А1 проходит через гипоцентр землетрясения 19 сентября 2017 г. С–С1 проходит через гипоцентр землетрясения 8 сентября 2017 г., профили В–В1 и D–D1 на расстоянии двух градусов от профиля С–С1. Разным цветом показаны очаги разной глубины.

Методика расчета сейсмотектонических деформаций

Ориентация главных осей сейсмотектонических деформаций (СТД) рассчитана по данным параметров механизмов очагов землетрясений с использованием методики, описанной в публикациях [Ризниченко, 1985; Костров, 1975;

Юнга, 1990; Kuchai, Kozina, 2015; Dyadkov et al, 2017]. В нашем случае сейсмотектонические деформации восстанавливались с учетом величины сейсмического момента каждого землетрясения.

Восстановление поля сейсмотектонических деформаций (СТД) осуществлялось по данным о 2244 механизмах очагов землетрясений, произошедших в районе исследования за период с 1977 по сентябрь 2017 гг., определенных в СМТ каталоге [<http://www.globalcmt.org/CMTsearch.htm>]. Неравномерное распределение очагов землетрясений в пределах территории с координатами 0° - 25° и -110° - -80° потребовало выбора размера площадок осреднения в 1° по широте и долготе и разделения сейсмоактивного слоя на глубины 0-35 км, 35-70 км, 70-105 км, 105-170 км, и 170-250 км. Мощность слоя определялась наличием информации о механизмах очагов землетрясений. При разбиении на слои учитывалась глубина очагов, полученная при расчете механизмов землетрясений из каталога СМТ [<http://www.globalcmt.org>]. Расчеты компонент деформаций для ячеек осреднения проводились методом скользящего окна с шагом 0.5° . В пределах каждого элементарного объема рассчитывались величины компонент в географической системе координат. Строились карты широтной, меридиональной и вертикальной компонент СТД. При построении карт учитывался знак деформаций, т. е. относительные удлинения и укорочения объемов горных масс. Было принято, что положительные значения деформаций соответствуют относительному удлинению, отрицательные – относительному укорочению линейных размеров элементарных объемов.

Анализ сейсмотектонических деформаций. СТД, рассчитанные по данным механизмов очагов землетрясений вдоль границ плиты Кокос показывают, что объемы (0-35 км) земной коры в поле широтной (E_{xx}) компоненты испытывают преимущественно деформации укорочения (рис. 2А), при этом деформации удлинения проявляются вдоль внешней границы юго-западной части желоба, в горах Сьерра-Мадре-де-Чьяпас и в зоне контакта Северо-Американской и Карибской плит. Поле меридиональной (E_{yy}) компоненты деформаций более однородное с преобладающими положительными значениями. Территории с отрицательными значениями присутствуют вдоль внешней границы Центрально-Американского желоба при контакте Кокос и Карибской плит и фрагментарно оконтуривают плиту Кокос на юге и востоке (рис. 2В). Особенностью поля вертикальной (E_{zz}) компоненты деформаций являются области удлинения в пределах Центрально-Американского желоба. Область укорочения начинается от района хребта Теуантепек и тянется на юго-восток вдоль внешней границы желоба. Объемы земной коры в зоне контакта Северо-Американской и Карибской плит испытывают на юге вертикальное укорочение, далее на северо-восток происходит чередование областей удлинения и укорочения. Объемы земной коры западной, южной и восточной границ плиты характеризуются преимущественно деформациями укорочения (рис. 2С).

Из анализа материала следует, что в слое 0–35 км, при пологом погружении плиты Кокос (рис. 1) [Pardo and Suarez, 1995], от ее западной границы практически до хр. Теуантепек (рис. 2) и во фрагменте юго-восточной части

в Центрально-Американском желобе не отмечено деформаций вертикального сокращения. К юго-западу от хр. Теуантепек, при возрастании глубины погружения плиты Кокос, проявляются области вертикального сокращения объемов горных масс на внешней границе Центрально-Американского желоба.

Остановимся на особенностях СТД объемов горных масс вокруг эпицентральных областей рассматриваемых землетрясений. Очаг землетрясения 16 февраля 2018 г. ($H=24.7$ км) зафиксирован в слое 0-35 км. Землетрясение произошло в однородном поле деформаций при вертикальном удлинении, широтном и меридиональном укорочении (рис. 2).

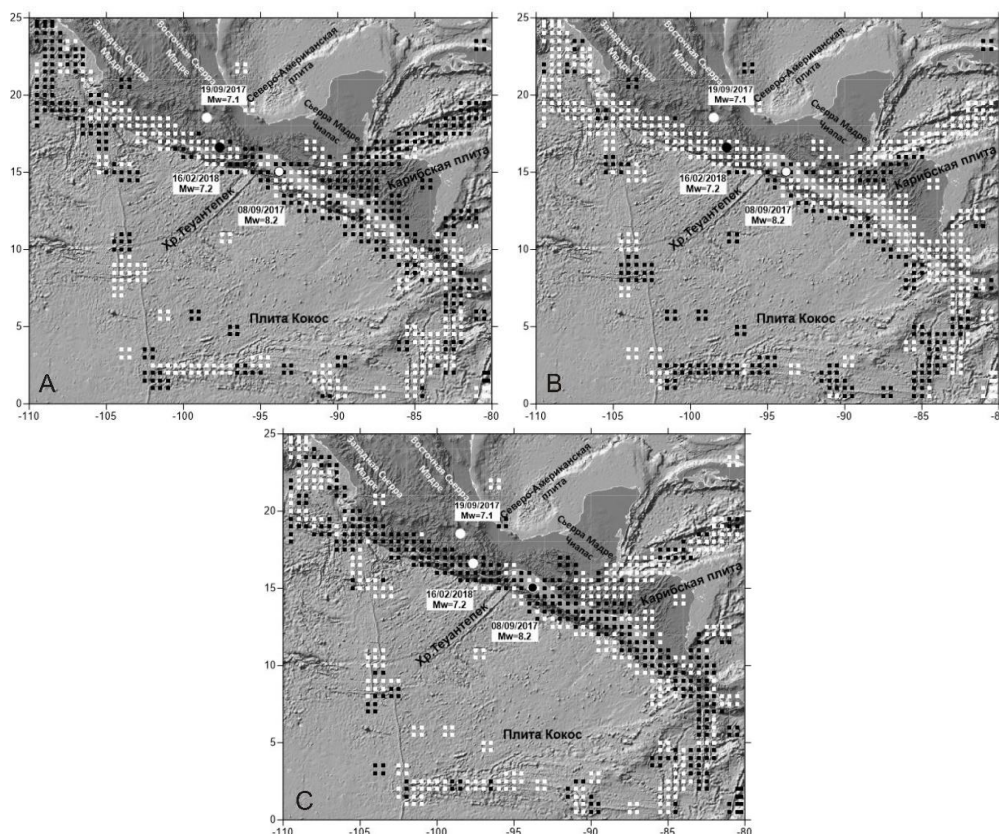


Рис. 2. Поле широтной (А), меридиональной (В) и вертикальной (С) компонент сейсмотектонических деформаций по данным механизмов очагов землетрясений, попадающих в диапазон глубин $H = 0-35$ км:

белыми квадратами показаны области укорочения, черными – удлинения в соответствующих направлениях; кругами белого или черного цвета отмечены местоположения эпицентров землетрясений 8.08.2017, 19.09.2017 и 16.02.2018

Оба землетрясения 8 сентября и 19 сентября 2017 г. зарегистрированы в слое 35-70 км. Гипоцентр землетрясения 19 сентября ($M = 7.1$) зафиксирован в зоне широтного и меридионального удлинения и вертикального укорочения (рис. 3). Разрез вкрест простирания области контакта плит, через эпицентр очага 19 сентября, показывает погружение гипоцентров очагов этого района до 100 км (рис. 1А) и согласуется с погружением плиты из статей [Kim et al, 2010,

Pardo and Suarez, 1995]. Эпицентр более сильного землетрясения (8 сентября) оказался также в зоне вертикального укорочения, но при мозаичном чередовании областей удлинений и укорочений в поле меридиональной и широтной компонент (рис. 3), т. е., в зоне смены деформаций. Разрез вкрест простирания области контакта плит через эпицентр (8 сентября) (рис. 1С) показывает изменение в погружении гипоцентров землетрясений этого района по отношению к разрезам по обе стороны от гипоцентральной зоны землетрясения 8 сентября 2017 г. (см. рис. 1).

В погружающейся плите под земной корой на глубинах 71-100 км картина сеймотектонических деформаций, полученная по механизмам очагов землетрясений в южной части гор Сьерра-Мадре, не меняется по отношению к деформациям вышележащего слоя 35-70 км. Таким образом, до возникновения сейсмического события 19 сентября, на глубине 35-100 км вокруг эпицентральной области наблюдалась однородная деформация. В районе землетрясения 8 сентября в слое 71-100 км сеймотектонические деформации соответствуют широтному удлинению и вертикальному сокращению. В меридиональном направлении выявлены укорочения на западе и удлинения на востоке.

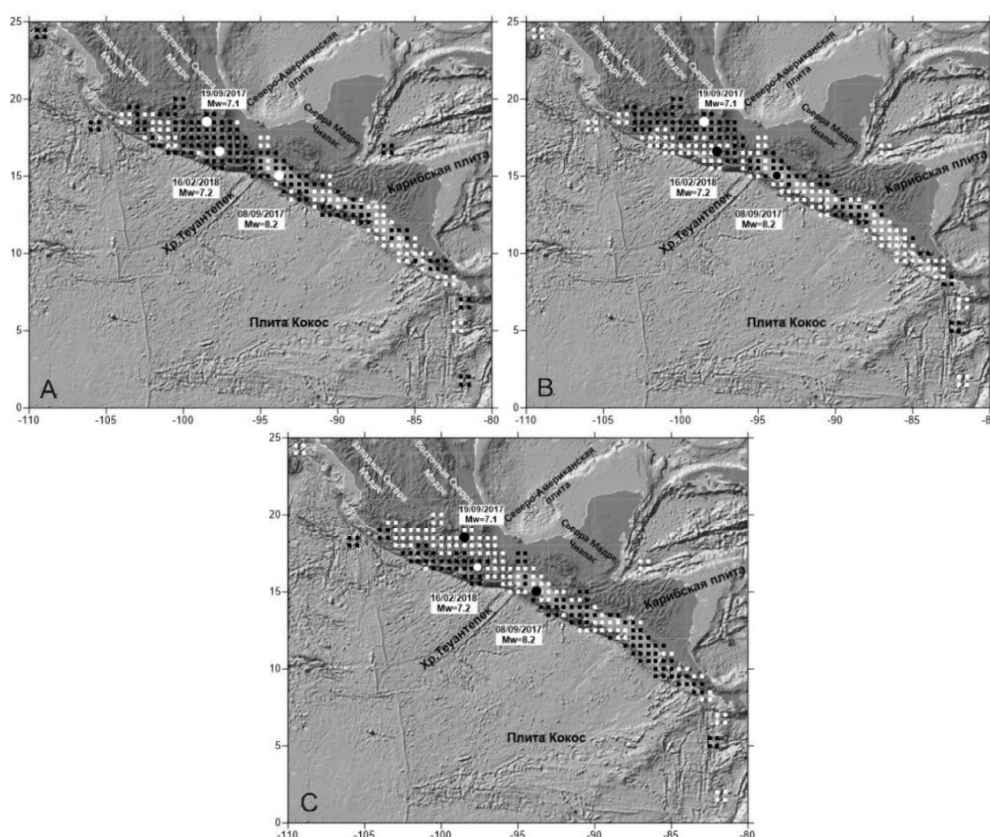


Рис. 3. Поле широтной (А), меридиональной (В) и вертикальной (С) компонент сеймотектонических деформаций по данным механизмов очагов землетрясений зарегистрированных в диапазоне глубин $H = 35-70$ км: белыми квадратами показаны области укорочения, черными – удлинения в соответствующих направлениях; кружками белого или черного цвета отмечены местоположения эпицентров землетрясений 8.08.2017, 19.09.2017 и 16.02.2018

Заключение

Таким образом, на глубинах 0-35 км в районе контакта плиты Кокос с Северо-Американской и Карибской плитами преобладают сеймотектонические деформации укорочения как в широтном, так и в меридиональном направлениях. При этом вдоль Центрально-Американского океанического желоба, с его внешней стороны, начиная от района хребта Теуантепек и далее, на юго-восток, тянется узкая полоса деформации противоположного типа – с удлинением по обоим горизонтальным осям (рис. 2).

На глубинах 35-70 км, в районе контакта плит Кокос и Северо-Американской, поле сеймотектонических деформаций E_{xx} характеризуется преимущественно удлинением, в то время как знак деформации E_{yy} имеет более мозаичное распределение (рис. 3). К этому сегменту контакта плит приурочено гораздо менее глубокое распространение сейсмичности вдоль слэба (до 100 км), в отличие от области контакта плиты Кокос с Карибской плитой (до 250 км).

Землетрясения 19 сентября и 16 февраля возникли в слое 35-70 км и 0-35 км в сегменте плиты, погружающемся до 100 км, где объемы горных масс испытывают однородные деформации. Более сильное событие ($M = 8.2$) произошло в зоне смены типа деформаций.

Исследование поддержано грантом РФФИ № 17-05-01234 и частично проектами ФНИ IX.128.2.3 и IX.128.1.1.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ризниченко Ю. В. Проблемы сейсмологии. Избранные труды. – М. : Наука, 1985. – 408 с.
2. Костров Б. В. Механика очага тектонического землетрясения. – М. : Наука, 1975. – 176 с.
3. Юнга С. Л. Метод и результаты исследования сеймотектонических деформаций. – М. : Наука, 1990. – 191 с.
4. Harley M. Benz, Richard, L. Dart, Antonio Villaseñor, Gavin P. Hayes, Arthur C. Tarr, Kevin P. Furlong, Rhea S. Seismicity of the Earth 1900–2010. Mexico and Vicinity // <https://pubs.usgs.gov/of/2010/1083/a/>.
5. Kim Y., Clayton R. W., Jackson J. M. Geometry and seismic properties of the subducting Cocos plate in central Mexico // Journal of Geophysical Research. – 2010. – № 115. – № B6. doi:10.1029/2009jb006942,2010.
6. Dyadkov P. G., Kuchay O. A., Romanenko Y. M. Seismotectonic deformation in the contact area of the Nazca and South American lithospheric plates in relation to the february 27, 2010 mw 8.8 Maule earthquake // Geodynamics & Tectonophysics. – 2017. – № 8. – № 3. – P. 655–671.
7. Kuchay O. A., Kozina M. E. Regional features of seismotectonic deformations in East Asia based on earthquake focal mechanisms and their use for geodynamic zoning // Russian Geology and Geophysics. – 2015 – № 10. – P. 1491–1499. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rgg.2015.09.011>.
8. Pardo M., Suarez G. Shape of the subducted Rivera and Cocos plates in southern Mexico: Seismic and tectonic implications // Journal of Geophysical Research. – 1995. – Vol. 1. – B 7. – P. 12357–12373.

REFERENCES

1. Riznichenko Yu. V. Problemy sejsmologii. Izbrannye trudy. – M. : Nauka, 1985. – 408 s.
2. Kostrov B. V. Mekhanika ochaga tektonicheskogo zemletryaseniya. – M. : Nauka, 1975. – 176 s.
3. Yunga S. L. Metod i rezul'taty issledovaniya sejsmotektonicheskikh deformacij. – M. : Nauka, 1990. – 191 s.
4. Harley M. Benz, Richard, L. Dart, Antonio Villaseñor, Gavin P. Hayes, Arthur C. Tarr, Kevin P. Furlong, Rhea S. Seismicity of the Earth 1900–2010. Mexico and Vicinity // <https://pubs.usgs.gov/of/2010/1083/a/>.
5. Kim Y., Clayton R. W., Jackson J. M. Geometry and seismic properties of the subducting Cocos plate in central Mexico // Journal of Geophysical Research. – 2010. – № 115. – № B6. doi:10.1029/2009jb006942, 2010.
6. Dyadkov P. G., Kuchay O. A., Romanenko Y. M. Seismotectonic deformation in the contact area of the Nazca and South American lithospheric plates in relation to the february 27, 2010 mw 8.8 Maule earthquake // Geodynamics & Tectonophysics. – 2017. – № 8. – № 3. – P. 655–671.
7. Kuchai O. A., Kozina M. E. Regional features of seismotectonic deformations in East Asia based on earthquake focal mechanisms and their use for geodynamic zoning // Russian Geology and Geophysics. – 2015 – № 10. – P. 1491–1499. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rgg.2015.09.011>.
8. Pardo M., Suarez G. Shape of the subducted Rivera and Cocos plates in southern Mexico: Seismic and tectonic implications // Journal of Geophysical Research. – 1995. – Vol. 1. – B 7. – P. 12357–12373.

© О. А. Кучай, П. Г. Дядьков, Ю. М. Романенко, З. С. Джумагалиева, 2018

ПРОТОТИПИРОВАНИЕ НОВОЙ АППАРАТУРЫ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПРОФИЛИРОВАНИЯ

Юрий Григорьевич Карин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел. (383)330-49-55, e-mail: KarinYG@ipgg.sbras.ru

Евгений Вячеславович Балков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-49-55, e-mail: BalkovEV@ipgg.sbras.ru

Денис Игоревич Фадеев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, тел. (383)330-49-55, e-mail: FadeevDI@ipgg.sbras.ru

Алексей Олегович Алымов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, студент, тел. (383)330-49-55, e-mail: AlymovAO@ipgg.sbras.ru

Григорий Леонидович Панин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, научный сотрудник, тел. (383)330-49-55, e-mail: PaninGL@ipgg.sbras.ru

Приводится обзор ранних версий элементов аппаратуры Геовизер, реализующей метод электромагнитного профилирования, а также первые результаты ее применения, как на территории электрометрического полигона «Ключи», так и в полевых условиях.

Ключевые слова: геофизические методы исследований, электроразведка, аппаратура.

PROTOTYPING OF NEW ELECTROMAGNETIC PROFILING EQUIPMENT

Yuri G. Karin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Researcher, phone: (383)330-49-55, e-mail: KarinYG@ipgg.sbras.ru

Evgeny V. Balkov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, phone: (383)330-49-55, e-mail: BalkovEV@ipgg.sbras.ru

Denis I. Fadeev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Junior Researcher, phone: (383)330-49-55, e-mail: FadeevDI@ipgg.sbras.ru

Aleksey O. Alymov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Student, phone: (383)330-49-55, e-mail: AlymovAO@ipgg.sbras.ru

Grigory L. Panin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Researcher, phone: (383)330-49-55, e-mail: PaninGL@ipgg.sbras.ru

The review of earlier versions of the Geoviser equipment for realizing the method of electromagnetic profiling. In addition, we describe the first results of using the equipment at the electromagnetic test site "Klyuchi" and in the field.

Key words: geophysical research methods, electrical exploration, equipment.

Развитие современной электроразведочной аппаратуры позволяет с успехом решать все более широкий круг задач в повседневной жизни научного сотрудника, работника промышленной, добывающей сфер и простого обывателя.

Разработка множества геофизических методов и методик их применения привела к созданию различных модификаций оборудования. А в некоторых случаях для решения конкретных задач были разработаны специальные версии или же совсем новые приборы. Как бы то ни было, всегда путь до законченной разработки начинается с моделей и прототипов.

В Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН (ИНГГ СО РАН) запатентован способ компенсации первичного поля генераторной катушки особым расположением приемной катушки [3]. При разработке новой аппаратуры электромагнитного профилирования первый прототип представлял из себя треугольную конструкцию, собранную из бруса сечением 100 × 100 мм. В дальнейшем, когда эксперименты показали возможность реализации аппаратурной разработки по такому принципу, совместно с организациями-резидентами Новосибирского Технопарка ООО «КБ Электростроения» и ООО «Логикс» был разработан первый прототип. В результате получился презентабельный прибор, модель которого приведена на рис. 1.

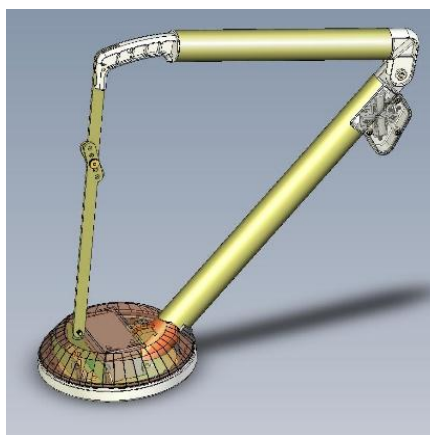


Рис. 1. Прототип № 1 аппаратуры электромагнитного профилирования:
3D-модель

Однако в результате проведенных экспериментов были выявлены недостатки конструкции. В частности, закрытый трубчатый корпус не обеспечивал простого и быстрого доступа к электронной начинке прибора, что было крайне важно в процессе настройки и сборки. А отсутствие цельного силового каркаса делало конструкцию гибкой, вследствие чего изменялось расстояние между центрами генераторной и приемной катушки. Таким образом, компенсация прямого поля была нестабильной, что вносило значительные погрешности в измерение полезного сигнала. Примерно такой же эффект давало смещение механизма фиксации корпуса приемной катушки под действием вибраций и ударов при эксплуатации, к тому же небольшой диапазон смещения корпуса приемной катушки не позволял добиться глубокой компенсации.

Инициативу к дальнейшей разработке взяло на себя инновационное предприятие ООО «Геовизер», являющееся резидентом инкубатора Новосибирского Технопарка. Был предложен вариант экспериментального несущего каркаса, созданного с помощью раскроя и последующей сборки листового материала – стеклотекстолита. На рис. 2 приведены изображение 3D-модели и фотография этого изделия.



Рис. 2. Прототип № 2 аппаратуры электромагнитного профилирования: 3D-модель (слева) и изготовленный несущий каркас аппаратуры (справа)

Простота конструкции и небольшой вес позволили разместить всю электронную начинку, а также аккумулятор емкостью 7 А·ч. Вся электронная начинка защищалась от внешних воздействий съемными пластиковыми чехлами и имела быстрый доступ, а регулируемая ручка, прикрепленная к центру масс, делала эксплуатацию удобной и способствовала правильной ориентации прибора в пространстве. Но главным отличием было наличие цельного продольного лонжерона, который брал на себя всю нагрузку и не давал смещаться закрепленному на винты корпусу приемной катушки относительно генераторной. К тому же, как выяснилось позже, увеличенный диапазон смещения приемной катушки позволил настраивать компенсацию прямого поля даже в том случае, когда расположенный снизу генераторной обмотки аккумулятор создавал дополнительный источник излучения электромагнитного поля. При этом в результате суперпозиции двух полей линия компенсации смещалась.

В дальнейшем, когда стало очевидно влияние низкорасположенного аккумулятора, было принято решение разместить аккумулятор в центре генераторной петли, к тому же при такой компоновке уменьшался размер генераторной части, что увеличивало эргономику прибора. В результате последующих изменений был создан третий вариант несущего каркаса аппаратуры, представленный на рис. 3.



Рис. 3. Прототип несущего каркаса № 3 (слева) и облегченный вариант прототипа несущего каркаса № 3 (справа)

Доступный и относительно дешевый стеклотекстолит имел один серьезный недостаток как материал для создания каркасов переносной аппаратуры – это вес. Третий вариант содержал в себе значительно большее число деталей, что привело к увеличению веса в 1,5 раза (по сравнению с вариантом № 2), до 6,5 кг.

Для облегчения корпуса аппаратуры и уменьшения внешних габаритов проведена оптимизация конструкции: в частности, был урезан несущий продольный лонжерон, а также сделаны вырезы в тех частях корпуса, где не предполагалось больших нагрузок, к тому же эти места закрывались пластиковыми крышками. И крышка генераторной части претерпела некоторые изменения: в частности, был сделан срез лобового сектора, для того чтобы прибор было проще упаковывать в транспортировочный ящик. Измерительная катушка теперь располагалась без смещения (по центру прибора) и закрывалась двумя пластиковыми чехлами (см. рис. 3).

В результате длительных полевых испытаний [2], при необходимости зафиксировать прибор на горизонтальной поверхности, стала очевидной необходимость создания третьей точки опоры и ручки для перемещения прибора без разборки, но на большом расстоянии над землей, чтобы не цеплять кусты и высокую траву. Эти элементы были также добавлены в модифицированный третий вариант.

Однако даже после изменения конструкции вес прибора оставался не очень привлекательным, около 6 кг с большим аккумулятором (7 А·ч) и немного больше 5 кг с аккумулятором в 3 А·ч. У используемых гелиевых аккумуляторов, несмотря на большой вес, были преимущества, в том числе и такие, как доступность и возможность перевозки авиатранспортом без особых проблем.

Более современные литий-полимерные аккумуляторы позволяют делать сборки практически любых размеров и напряжений, а также большой ток зарядки позволяет быстро перезаряжать их в случае необходимости. Именно поэтому в четвертом варианте несущего каркаса (рис. 4) были применены литий-полимерный аккумулятор и новая плата генератора, сочетающая в себе блок реле для резонансного контура с конденсаторами, а также транзисторы накачивающей обмотки и преобразователь питания. Благодаря более компактной начинке удалось еще уменьшить размеры генератора по вертикали, и теперь аккумулятор не выступает за пределы обмотки. Вес прибора также снизился до 4 кг, в том числе и за счет уменьшения размеров области крепления приемной катушки, но без изменения области настройки компенсации. Созданный образец аппаратуры электромагнитного профилирования получил название «Геовизер» и сейчас проходит лабораторные испытания.

Помимо меньшего веса и меньших габаритов, в сравнении с аппаратурой электромагнитного профилирования ЭМС (АМП14), аппаратный комплекс, реализованный в этом корпусе, позволяет производить измерения с более высокой скоростью. Это возможно благодаря меньшему количеству рабочих частот, более скоростной электронной начинке и меньшим габаритам.



Рис. 4. Четвертый вариант несущего корпуса с электронной начинкой

Все перечисленные преимущества позволяют получить большую плотность точек физических наблюдений, чем широко известная разработка ИНГГ СО РАН – аппаратура ЭМС (АМП14) [1].

Высокая плотность точек наблюдений способствует с большей точностью определять размеры искомых объектов в плане. Однако обеспечить высокую точность привязки при работе с вышеописанной аппаратурой до недавнего времени было возможно только с помощью мерных лент. На смену обыкновенным «рулеткам» пришли сначала измерения с помощью шнуров, а затем высокоточное GNSS позиционирование.

Методика измерений по шнурам представляет из себя модифицированную методику проведения исследований с помощью мерных лент. Основные отличия заключаются в большем количестве точек наблюдений по сравнению с количеством реперных меток на шнуре. Если раньше на каждое измерение прихо-

дился свой маркер, соответствующий расстоянию от начала профиля, то теперь измерения идут в непрерывном режиме с максимально возможной для аппаратуры скоростью, при этом точная координата записывается лишь для той точки наблюдений, которая совпала по расположению с маркером на мерной ленте. А все остальные измерения, попадающие между маркированными точками наблюдений, распределяются с равномерным шагом между ними. Преимущества подобной методики в более высокой скорости и большей плотности точек наблюдений.

Однако и этот способ привязки, несмотря на более высокую скорость работы, требует создания регулярной сети наблюдений и минимум двух человек для работы. Использование высокоточных систем спутникового позиционирования способно значительно ускорить проведение геофизических работ, что позволяет повысить плотность измерений и выполнять детальные исследования при минимальных затратах времени. «Система высокоточного спутникового позиционирования RTK GNSS», производимая ООО «КБ электрометрии», является доступной и простой в использовании системой относительного спутникового позиционирования в реальном времени, которая способна обеспечить сантиметровую точность определения координат (рис. 5). Система включает в себя два блока, один из которых является «базой», формирующий поправки для второго блока, носимого вместе с измерительным оборудованием.

Для подтверждения точности позиционирования с помощью этой системы была проведена съемка на площадке прямоугольной формы (рис. 5).

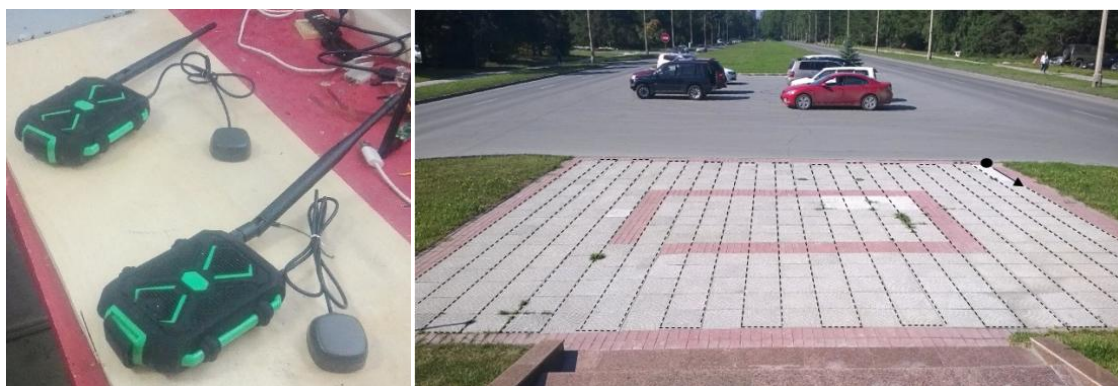


Рис. 5. Приемники GNSS (слева) и площадка (справа), на которой проводились измерения точности позиционирования:

точкой указано начало движения, стрелка определяет направление движения, пунктирной линией показан путь оператора с GNSS приемником

В результате установлено, что ошибка определения координат в среднем составляла около 5 см, не превышая при этом 20 см.

Для определения точности RTK GNSS в измерении высоты был проведен эксперимент, в котором прибор перемещается по лестнице, очерчивая форму ступенек.

Рис. 6 показывает, что ступени визуально определяются по набору полученных данных, наибольшие отклонения от формы реального объекта составляют не более 10 см.

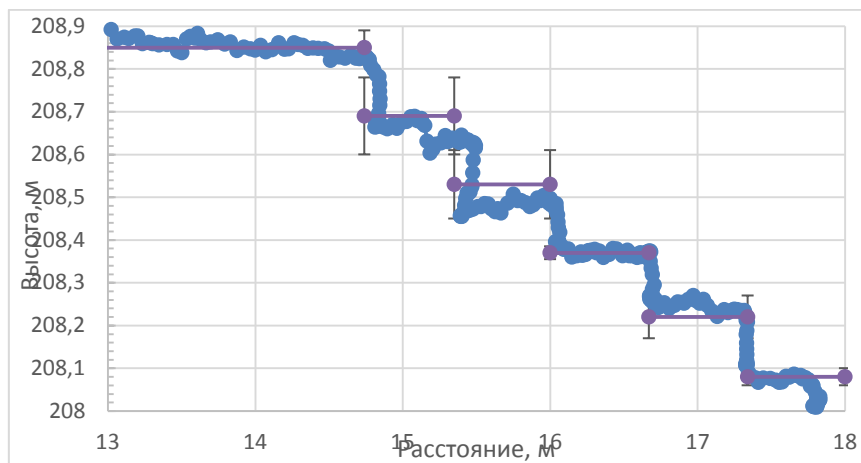


Рис. 6. График перемещения GNSS приемника по лестнице:
синим цветом обозначены данные с системы позиционирования, желтыми линиями — действительные размеры ступеней)

Применение подобной системы позиционирования позволяет создать аппаратно-программный комплекс с высокой точностью привязки, что значительно увеличивает скорость проводимых работ и повышает вероятность обнаружения искомых объектов.

Прототип аппаратно-программного комплекса Геовизер был испытан на электрометрическом полигоне ИНГГ СО РАН.

Рис. 7 демонстрирует результаты площадного профилирования на частоте 28 кГц.

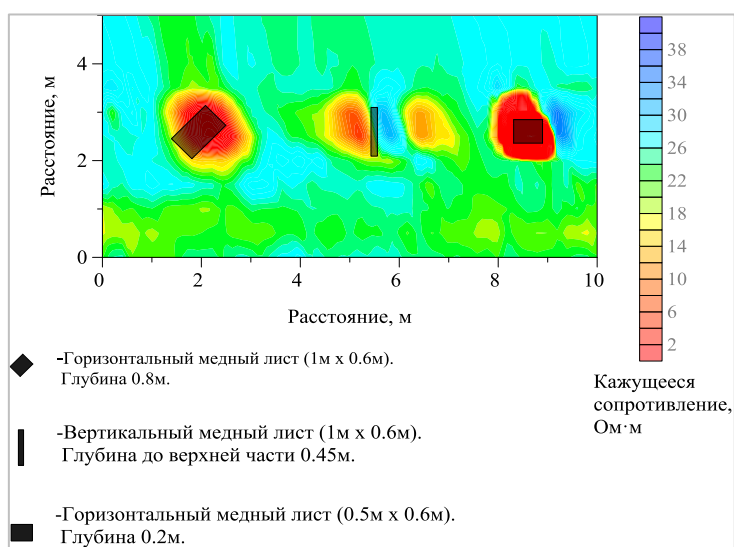


Рис. 7. Карта распределения кажущегося УЭС, полученная при помощи аппаратуры Геовизер, над тремя локальными проводящими объектами

На исследованном участке на различной глубине заложены три металлические мишени с различной пространственной ориентацией. Все мишени находятся на глубине не более 1 м, поэтому обуславливают несколько экстремумов в сигнале. Горизонтально ориентированные объекты при исследовании прототипом аппаратуры проявляются в единственной (для объекта на глубине 0,8 м) либо одной преобладающей аномалии (объект на глубине 0,2 м). Вертикально ориентированный объект проявляется в виде нескольких аномалий различного «знака».

Исследовательская работа выполнена при частичной финансовой поддержке проекта РФФИ: «Комплексные исследования археологических памятников Западной Сибири геофизическими методами: новые полевые технологии и способы интерпретации данных» (номер 17-29-04314).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Манштейн А. К., Панин Г. Л., Тикунов С. Ю. Аппаратура частотного электромагнитного зондирования «ЭМС» // Геология и геофизика. – 2008. – Т. 49, № 6. – С. 571–579.
2. Новый подход к малоглубинным электромагнитным зондированиям / Е. В. Балков, Д. И. Фадеев, Ю. Г. Карин и др. // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 5. – С. 783–791.
3. Способ и устройство для индукционного частотного зондирования: патент РФ № 2502092 / А. К. Манштейн, Е. В. Балков ; заявка от 01.08.2011 ; опубл. 20.12.2013.

REFERENCES

1. Manshtejn A. K., Panin G. L., Tikunov S. Ju. Apparatura chastotnogo jelektromagnitnogo zondirovanija "JeMS" // Geologija i geofizika. – 2008. – Т. 49, № 6. – S. 571–579.
2. Novyj podhod k maloglubinnym jelektromagnitnym zondirovanijam / E. V. Balkov, D. I. Fadeev, Ju. G. Karin i dr. // Geologija i geofizika. – 2017. – Т. 58, № 5. – S. 783–791.
3. Sposob i ustrojstvo dlja indukcionnogo chastotnogo zondirovanija: patent RF № 2502092 / A. K. Manshtejn, E. V. Balkov ; zavjaka ot 01.08.2011 ; opubl. 20.12.2013.

© Ю. Г. Карин, Е. В. Балков, Д. И. Фадеев, А. О. Алымов, Г. Л. Панин, 2018

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ГРАДУИРОВКИ ПОЛУПРОВОДНИКОВЫХ ТЕРМОДАТЧИКОВ

Сергей Алексеевич Казанцев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-25-91, e-mail: KazantsevSA@ipgg.sbras.ru

Андрей Александрович Кальяк

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, инженер, тел. (383)330-25-91, e-mail: and-kalyak@yandex.ru

В докладе обсуждается техника и методика градуировки полупроводниковых термодатчиков с помощью разработанного автоматизированного комплекса.

Ключевые слова: датчики температуры, термостат, градуировка, микроконтроллер.

IMPROVEMENT THE METHOD FOR CALIBRATION OF SEMICONDUCTOR TEMPERATURE SENSORS

Sergey A. Kazantsev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, phone: (383) 330-25-91, e-mail: KazantsevSA@ipgg.sbras.ru

Andrey A. Kalyak

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Engineer, phone: (383)330-25-91, e-mail: and-kalyak@yandex.ru

The report discusses the technique and methodology for calibrating semiconductor temperature sensors by means of developed automated complex.

Key words: temperature sensors, thermostat, calibration, microcontroller.

Основным исследуемым геотермическим параметром является глубинный тепловой поток. Он дает информацию о глубинных температурах, энергетическом балансе, фазовом состоянии недр, формах и процессах теплопередачи внутри Земли. В подавляющем большинстве случаев тепловой поток определяется раздельным методом. Измеряется температурный градиент в скважине, теплопроводность вмещающих пород и тепловой поток рассчитывается как их произведение: $q = g \cdot \lambda$. Основную погрешность здесь вносят ошибки при измерении температуры. Самыми распространенными датчиками температуры при проведении геотермических исследований в скважинах являются полупроводниковые терморезисторы. Имея в десять раз большую чувствительность по температуре, в отличие от медных и платиновых датчиков, они имеют свою ин-

дидуальную характеристику зависимости сопротивления от температуры [1, 2]. Именно калибровочный процесс в большинстве случаев и является источником последующих ошибок при измерении температуры. Зависимость сопротивления полупроводникового термисторного датчика наиболее удачно описывается эмпирической формулой Кутасова [3]:

$$R = A \cdot \exp \left[B / T + C / T^2 \right], \quad (1)$$

где R – сопротивление в омах; T – температура в градусах Кельвина; A , B , и C – постоянные коэффициенты для данного датчика. Задача градуировки датчиков и состоит в определении этих коэффициентов. Коэффициенты рассчитываются по нескольким точкам градуировки методом наименьших квадратов. Чем больше число таких точек градуировки, тем точнее в последующем по измеренному сопротивлению датчика определяется температура:

$$T = \frac{B + \sqrt{B^2 + 4 \cdot C \cdot (\ln R - \ln A)}}{2 \cdot (\ln R - \ln A)}, \quad (2)$$

где R – измеренное сопротивление датчика.

Перед коллективом лаборатории была поставлена задача добиться по возможности более точного расчета коэффициентов термодатчика путем кардинального увеличения точек градуировки. Применение традиционного, ручного метода градуировки не позволяло достичь намеченной цели. В лаборатории Естественных геофизических полей эта задача была решена посредством создания автоматизированного градуировочного комплекса, состоящего из термостата, температурных датчиков, цифрового измерителя, релейного блока коммутации, управляющего микроконтроллера и компьютера. На рис. 1 приведена блок-схема комплекса автоматизированной градуировки термодатчиков.

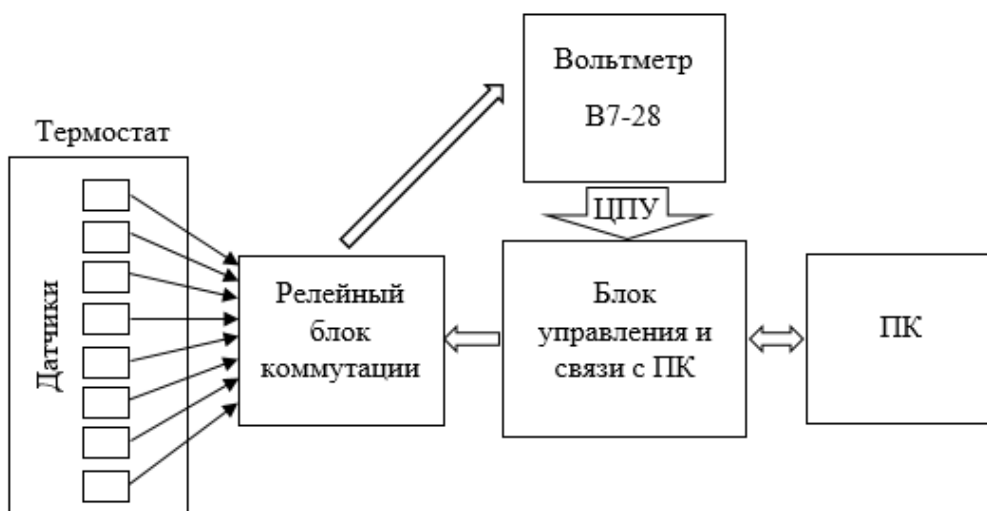


Рис. 1. Функциональная схема системы автоматизированной градуировки

Аналоговые сигналы с датчиков через релейный блок поочередно подключаются к измерителю (в нашем случае вольтметр В7-28), с измерителя через микроконтроллерный блок управления поступают на компьютер, где архивируются в табличной форме. Коммутатор реализован на электромагнитных реле и управляется микроконтроллером.

Для связи этих приборов в единый комплекс, а также управления им, были разработаны необходимые интерфейсные программы с возможностью задания параметров приборов, порядка считывания данных и расчета градуировочных коэффициентов термисторов. Автоматизация этого процесса также практически свела на нет возможное негативное влияние человеческого фактора на процесс градуировки. Значительно возросла скорость измерений каждого термистора в фиксированной температурной точке, время между измерениями термисторов в партии сократилось до 1–2 с. Это позволило, в свою очередь, на имеющейся аппаратуре достичь минимальной разницы температур каждого датчика из партии в одной реперной температурной точке, не более 0,01–0,02 °С. В результате стало возможным увеличить до максимума число калибровочных температурных точек на каждый термодатчик, что позволило значительно уточнить математические расчеты коэффициентов.

Сравнительный анализ полученных данных показал, что при максимальном количестве точек градуировки, используемых при расчете коэффициентов, аппроксимационная зависимость температуры от сопротивления максимально приближена к реальным характеристикам терморезистора.

На рис. 2 представлены графики расчетных температур для одного из термисторов при ручном и автоматизированном способах градуировки.

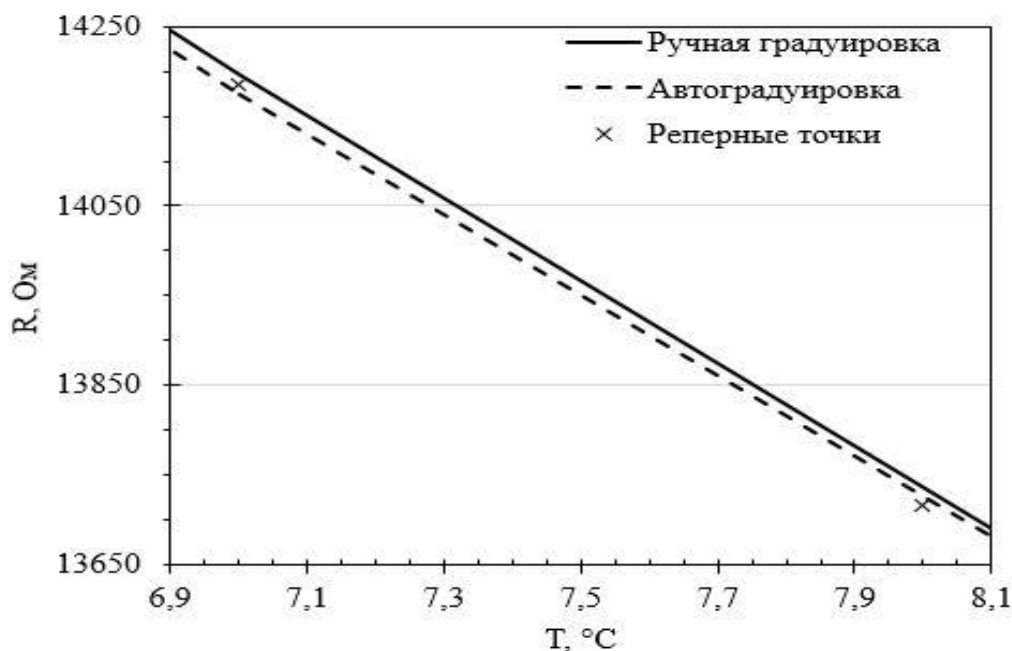


Рис. 2. Расчетные графики температур для двух способов градуировки

Даже в ограниченном температурном диапазоне отклонения достигают значений от 0,02 до 0,04 °С. При этом отклонения расчетных температур от реперных градуировочных точек минимальны. Подтверждены преимущества автоматизированной градуировки: комплекс обеспечивает в конечном итоге повышение точности и достоверности измерений температуры при проведении геотермических исследований в скважинах.

В настоящее время проводятся натурные полевые испытания термокосы, оборудованной датчиками, проградуированными на автоматизированном комплексе и по новой методике.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Шефтель И. Т. Терморезисторы. – М. : Наука, 1973. – 470 с.
2. Казанцев С. А. Датчики в геотермии: сравнительный анализ // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2014. X Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т. (Новосибирск, 8–18 апреля 2014 г.). – Новосибирск : СГГА, 2014. Т. 2. – С. 97–100.
3. Кутасов И. М. Уточнение зависимости сопротивления термисторов от температуры // Тепло- и массообмен в мерзлых почвах и горных породах. – М. : Изд-во АН СССР, 1961. – С. 110–114.

REFERENCES

1. Sheftel' I. T. Termorezistory. – M. : Nauka, 1973. – 470 s.
2. Kazancev S. A. Datchiki v geotermii: sravnitel'nyj analiz // Interjekspo GEO-Sibir'-2014. X Mezhdunar. nauch. kongr. (g. Novosibirsk, 8-18 aprelja 2014 g.) : Mezhdunar. nauch. konf. "Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravlenija i tehnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Geojekologija" : sb. materialov v 4 t. – 2014. – T. 2. – S. 97–100/
3. Kutasov I. M. Utochnenie zavisimosti soprotivlenija termistorov ot temperatury // Teplo- i massoobmen v merzlyh pochvah i gornyh porodah. – M : Izd-vo AN SSSR, 1961. – S. 110–114.

© С. А. Казанцев, А. А. Кальяк, 2018

ОСОБЕННОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ ^7Be И ^{210}Pb В СОСТАВЕ СНЕГОВЫХ ВЫПАДЕНИЙ ЮГА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (НОВОСИБИРСК)

Ксения Александровна Золотухина

Новосибирский государственный технический университет, 630073, Россия, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, магистрант кафедры геофизических систем, тел. (923)182-20-52, e-mail: ksenya271114@icloud.com

Михаил Сергеевич Мельгунов

Институт геологии и минералогии им. В. С. Соболева СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геохимии благородных и редких элементов и экогеохимии, тел. (383)333-23-07, e-mail: mike@igm.nsc.ru

Были исследованы особенности поступления ^7Be и ^{210}Pb в составе снеговых выпадений юга Западной Сибири (г. Новосибирск). Образцы собирали в начале каждого месяца для того, чтобы накопить достаточную массу образца, необходимую для определения радиоактивности. Месячные измерения ^7Be и ^{210}Pb в образцах снеговых выпадений составляют диапазон 12,0–36,9 Бк/м².

Ключевые слова: ^7Be , ^{210}Pb , индикатор, снеговые выпадения.

THE FEATURES OF ^7Be AND ^{210}Pb FLUXES AS COMPONENTS OF SNOW FALLOUT IN THE SOUTH OF WESTERN SIBERIA (NOVOSIBIRSK)

Kseniya A. Zolotuhina

Novosibirsk State Technical University, 20, Prospect K. Marx St., Novosibirsk, 630073, Russia, Graduate, Department of Geophysical Systems, phone: (923)182-20-52, e-mail: ksenya271114@icloud.com

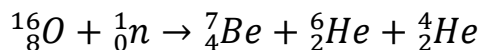
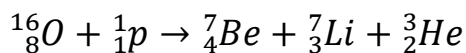
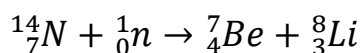
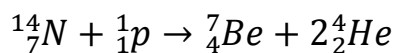
Michael S. Melgunov

Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Laboratory of Geochemistry of Noble and Rare Elements and Ecogeochemistry, phone: (383)333-23-07, e-mail: mike@igm.nsc.ru

The features of ^7Be и ^{210}Pb fluxes as components of snow fallout have been investigated in the south of Western Siberia (Novosibirsk). The samples are collected at the beginning of each month to accumulate an adequate sample mass required for radioactivity determination. The monthly measurements ^7Be and ^{210}Pb show that the fallout samples are a range from 12,0 to 36,9 Bq/m².

Key words: ^7Be , ^{210}Pb , tracer, snow fallout.

Радиоактивные изотопы естественного (природного) происхождения ^7Be и ^{210}Pb в значительных количествах поступают на земную поверхность из атмосферы. Источники происхождения этих радионуклидов различные. Так, ^7Be образуется в верхних слоях атмосферы при взаимодействии протонов и нейтронов космического излучения с ядрами изотопов ^{14}N и ^{16}O по реакциям [1–5]:



А ^{210}Pb является дочерним продуктом ^{222}Rn , образующегося в результате радиоактивного распада радионуклидов ряда ^{238}U и поступающего в атмосферу с поверхности земли. Будучи электрически заряженными, эти радиоизотопы сорбируются аэрозольными и пылевыми частицами и в их составе выпадают на земную поверхность [4-7]. Данные изотопы могут поступать на поверхность земли как в составе мокрых (осадки в виде дождя и снега), так и сухих выпадений. Следует отметить, что доля мокрых выпадений в интегральный поток 7Be может достигать 80–90 %.

В современных исследованиях 7Be и ^{210}Pb часто используются в качестве индикаторов при изучении различных поверхностных геологических процессов. В том числе, информация об их активностях используется при оценке условий и скоростей формирования озерных осадков, изучении закономерностей переноса аэрозольных частиц в атмосфере и их выпадения на поверхность земли и т. д. [1–20]. Важной составляющей таких исследований является определение содержаний 7Be и ^{210}Pb в приповерхностном слое воздуха и плотности их выпадения за определенный период времени.

В настоящее время практически отсутствуют широко известные данные об атмосферном поступлении 7Be и ^{210}Pb на территории юга Западной Сибири. Целью представленной работы является изучение динамики поступления этих радионуклидов в составе атмосферных снеговых выпадений в районе г. Новосибирска. Предполагается, что полученные результаты лягут в основу решения ряда задач, связанных с изучением миграционных потоков химических элементов в процессах атмосферного переноса, формирующих современный геохимический фон в ландшафтных зонах юга Западной Сибири.

Объектами исследования являются снеговые отложения, собранные в зимний период 2016–2017 гг. Снег является природным депонентом, накапливающим информацию об атмосферных поступлениях за достаточно большой промежуток времени от первого выпадения поздней осенью до его таяния весной. Поэтому его можно использовать для проведения оценки интегральной плотности выпадения 7Be и ^{210}Pb , а также других химических элементов.

Пробы снега отбирались с определенной площади как ежемесячно, так и после обильных снегопадов. Объем отобранных образцов составлял 40 л снега, из которых при таянии получалось до 25 л воды. После таяния снега и выпадения в осадок крупной фракции взвешенного вещества талой воды проводились декантация пробы, а затем последовательное фильтрование декантированного раствора через два фильтра: фильтр «синяя лента» (средний размер пор

3 мкм) и мембранный фильтр 0,45 мкм. Полученный в результате фильтрования раствор упаривался до сухого остатка, в который переходило взвешенное вещество размерностью менее 0,45 мкм, представленное наноразмерными пылевыми, аэрозольными частицами, коллоидами и растворенной компонентой. В выделенных фракциях методом полупроводниковой гамма-спектрометрии проводилось определение активностей ^7Be и ^{210}Pb . Анализ выполнялся при помощи гамма-спектрометра на основе HPGe колодезного детектора GWL-220-15 по аналитическим гамма-линиям 477 (^7Be) и 46,5 (^{210}Pb) кэВ. Предел обнаружения метода – 0,02 Бк при времени измерения 48 ч. Время измерения исследуемых образцов варьировалось в диапазоне 12–48 часов и выбиралось, исходя из необходимости получения погрешности определения площадей аналитических фото-пикулов на уровне не хуже 5 %.

На основе полученных аналитических данных по содержанию ^7Be и ^{210}Pb в исследуемых образцах снеговых отложений была проведена оценка плотности выпадения этих радионуклидов на территории г. Новосибирска. Полученные результаты представлены в таблице.

Плотность выпадения (Бк/м²) в точках отбора снежных проб в г. Новосибирске

Образец	Фракция	Дата выпадения (период выпадения)	^{210}Pb	^7Be	$^{210}\text{Pb}/^7\text{Be}$
Снег 1	3-1	06.10.16	1,47	4,20	2,9
	0,45	06.10.16	0,10	0,18	1,9
	СО	06.10.16	0,03	0,37	14,5
	Сумма		1,60	4,75	3,0
Снег 2	3-1	12.10.16	2,63	5,59	2,1
	0,45	12.10.16	0,16	0,28	1,7
	СО	12.10.16	0,07	1,47	22,8
	Сумма		2,86	7,34	2,6
Снег 3	3-1	24-25.10.16	2,61	6,00	2,3
	0,45	24-25.10.2016	0,50	0,81	1,6
	СО	24-25.10.2016	0,12	1,08	9,3
	Сумма		3,23	7,89	2,4
Снег 4	3-1	26.10-01.11.16	5,62	22,8	4,1
	0,45	26.10-01.11.16	0,27	0,67	2,5
	СО	26.10-01.11.16	0,18	3,19	18,2
	Сумма		6,07	26,6	4,4
Снег 5	3-1	12.10-01.11.16	5,47	21,8	4,0
	0,45	12.10-01.11.16	0,31	1,50	4,9
	СО	12.10-01.11.16	0,15	1,86	12,6
	Сумма		5,93	25,2	4,3
Снег 6	3-1	02.11-02.12.16	10,3	23,7	2,3
	0,45	02.11-02.12.16	1,26	2,76	2,2
	СО	02.11-02.12.16	0,41	4,89	11,9
	Сумма		12,0	31,3	2,6

Образец	Фракция	Дата выпадения (период выпадения)	^{210}Pb	^7Be	$^{210}\text{Pb}/^7\text{Be}$
Снег 7	3-1	03.12.16-03.01.17	14,3	26,0	1,8
	0,45	03.12.16-03.01.17	1,50	3,06	2,0
	СО	03.12.16-03.01.17	0,65	7,81	12,1
	Сумма		16,5	36,9	2,2
Снег 8	3-1	04.01-03.02.17	14,8	16,1	1,1
	0,45	04.01-03.02.17	3,28	3,35	1,0
	СО	04.01-03.02.17	0,53	4,61	8,7
	Сумма		18,6	24,0	1,3
Снег 9	3-1	20.01-03.02.17	5,91	9,71	1,6
	0,45	20.01-03.02.17	0,74	1,01	1,4
	СО	20.01-03.02.17	0,23	2,03	8,7
	Сумма		6,88	12,8	1,9
Снег 10	3-1	04.02-03.03.17	11,6	23,0	2,0
	0,45	04.02-03.03.17	1,47	2,92	2,0
	СО	04.02-03.03.17	0,36	2,10	5,9
	Сумма		13,5	28,0	2,1
Снег 11	3-1	04.02-04.03.17	1,79	9,25	5,2
	0,45	04.02-04.03.17	0,48	2,50	5,2
	СО	04.02-04.03.17	0,04	0,42	12,1
	Сумма		2,31	12,2	5,3

Примечания: 3-1 – крупнозернистая фракция (> 3 мкм); 0,45 – фракция с размерностью частиц 0,45-3 мкм; СО – мелкодисперсная фракция (наноразмерные пылевые, аэрозольные и коллоидные частицы и растворенная компонента).

Расчет активностей проводился с учетом поправки на распад на дату отбора образцов. Для короткоживущего ^7Be ($T_{1/2} = 53,3$ дня), предполагая равномерный характер его поступления в достаточно короткий промежуток времени (до 30 дней), вводилась поправка на время накопления образца:

$$K_s = \frac{T_{1/2}}{\ln(2) \cdot t_s} \left[1 - e^{-\frac{\ln(2) \cdot t_s}{T_{1/2}}} \right]$$

где $T_{1/2}$ – период полураспада ^7Be и t_s – период накопления [1].

Анализ данных, приведенных в таблице, указывает на некоторые особенности поступления радиоактивных изотопов (^7Be , ^{210}Pb) на земную поверхность в составе атмосферных пыле-снеговых выпадений в зимний период:

1. Разделение по гранулометрическим фракциям взвешенного вещества снеготалых вод показывает, что исследуемые изотопы присутствуют во всех

выделенных фракциях (от самых крупных (> 3 мкм) до самых мелких ($< 0,45$ мкм), связанных с наноразмерными пылевыми и аэрозольными частицами, коллоидами и растворенной компонентой).

2. Динамика поступления ^7Be и ^{210}Pb носит достаточно равномерный характер. Минимальное выпадение ^7Be зарегистрировано в январе 2017 г. ($24,0 \text{ Бк/м}^2$), а максимальное – в декабре 2016 г. ($36,9 \text{ Бк/м}^2$). Для ^{210}Pb – $12,0 \text{ Бк/м}^2$ (ноябрь 2016 г.) и $18,6 \text{ Бк/м}^2$ (январь 2017 г.), соответственно.

3. Во всех изученных образцах интегральные активности ^7Be в 1,3–2,6 раза выше, чем ^{210}Pb . Основное количество указанных изотопов находится в крупнозернистой фракции, которая является для них основным депонентом. Значительная их доля содержится в мелкодисперсной фракции, связанной с наноразмерными аэрозольными частицами, коллоидами, а также с растворенной составляющей.

4. В крупнозернистой фракции активность ^7Be в 1,1 – 2,3 раза выше ^{210}Pb . В отличие от нее в мелкодисперсной фракции отношения активностей указанных радионуклидов существенно выше и лежат в диапазоне 5,9 – 12,1. Это говорит о том, что, именно, мелкодисперсная фракция является концентратором изотопа ^7Be .

Работа выполнена в рамках государственного задания № 0330-216-0011 при частичной финансовой поддержке гранта РФФИ № 17-05-41076 РГО_а. Аналитические исследования проведены в «ЦКП Многоэлементных и изотопных исследований СО РАН».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Aba A., Al-Dousari A. M., Ismaeel A. Depositional characteristics of ^7Be and ^{210}Pb in Kuwaiti dust // Journal of Radioanalytical and Nuclear Chemistry. – 2016. – Т. 307, № 1. – С. 15–23.
2. Yoon Y. Y. et al. Seasonal variation of ^7Be and ^3H in Korean ambient air and rain // Journal of Radioanalytical and Nuclear Chemistry. – 2016. – Т. 307, № 3. – С. 1629–1633.
3. Taylor A. et al. Temporal variability of beryllium-7 fallout in southwest UK // Journal of environmental radioactivity. – 2016. – Т. 160. – С. 80–86.
4. Мельгунов М. С., Щербов Б. Л., Рубанов М. В., Золотухина К. А., Восель Ю. В., Густайтис М. А. ^{210}Pb , ^7Be и ^{137}Cs в атмосферных выпадениях юга Западной Сибири // Материалы Всероссийской конференции с международным участием, посвященной 60-летию Института геохимии СО РАН и 100-летию со дня рождения академика Л. В. Таусона. – 2017. – Иркутск : Институт геохимии им. А. П. Виноградова СО РАН. – С. 122.
5. Восель Ю. В., Золотухина К. А., Журкова И. С., Густайтис М. А., Рубанов М. В. Динамика поступления ^{210}Pb , ^7Be и ^{137}Cs в зимний период на территории юга Западной Сибири // Материалы XXVII Всероссийской молодежной конференции «Строение литосферы и геодинамика» с участием исследователей из других стран. – 2017. – Иркутск : Институт земной коры СО РАН. – С. 66–67.
6. Мельгунов М. С., Щербов Б. Л., Рубанов М. В. ^{210}Pb и ^7Be в снеговых пробах из различных ландшафтных зон юга Западной Сибири // Материалы V Международной конференции. – 2016. – Томск : Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – С. 425–428.
7. Zolotuhina K. Investigation of the radioactive composition of atmospheric fallout by nuclear geophysical method // Сборник трудов городской научно-практической конференции

аспирантов и магистрантов «Science. Research. Practice». – 2018. – Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет. – С. 44–45.

8. Яковлев Е. Ю., Дружинин С. В., Быков В. М. Влияние короткоживущих радиоактивных изотопов на изменение гамма-фона во время осадков на Европейском севере России // Успехи современного естествознания. – 2017. – № 6. – С. 123–129.

9. Кременчуцкий Д. А., Батраков Г. Ф. Временная изменчивость поступления бериллия-7 (^7Be) на подстилающую поверхность в Севастополе // Экологическая безопасность прибрежной и шельфовой зон моря. – 2016. – № 3. – С. 95–98.

10. Sýkora I. et al. Long-term variations of radionuclides in the Bratislava air // Journal of environmental radioactivity. – 2017. – Т. 166. – С. 27–35.

11. Semertzidou P., Piliposian G. T., Appleby P. G. Atmospheric residence time of ^{210}Pb determined from the activity ratios with its daughter radionuclides ^{210}Bi and ^{210}Po // Journal of environmental radioactivity. – 2016. – Т. 160. – С. 42–53.

12. Krmar M. et al. Beryllium-7 and ^{210}Pb atmospheric deposition measured in moss and dependence on cumulative precipitation // Science of the Total Environment. – 2016. – Т. 541. – С. 941–948.

13. Paatero J. et al. Deposition of atmospheric ^{210}Pb and total beta activity in Finland // Journal of Radioanalytical and Nuclear Chemistry. – 2015. – Т. 303, № 3. – С. 2413–2420.

14. Rachal D. M. et al. Modifying landscape connectivity by reducing wind driven sediment redistribution, Northern Chihuahuan Desert, USA // Aeolian Research. – 2015. – Т. 17. – С. 129–137.

15. Wilkinson S. N. et al. Sediment source tracing with stratified sampling and weightings based on spatial gradients in soil erosion // Journal of soils and sediments. – 2015. – Т. 15, № 10. – С. 2038–2051.

16. Gordo E. et al. Study of ^7Be and ^{210}Pb as radiotracers of African intrusions in Malaga (Spain) // Journal of environmental radioactivity. – 2015. – Т. 148. – С. 141–153.

17. Pham M. K. et al. Impact of Saharan dust events on radionuclide levels in Monaco air and in the water column of the northwest Mediterranean Sea // Journal of environmental radioactivity. – 2017. – Т. 166. – С. 2–9.

18. Iurian A. R. et al. The interception and wash-off fraction of ^7Be by bean plants in the context of its use as a soil radiotracer // Journal of Radioanalytical and Nuclear Chemistry. – 2015. – Т. 306, № 1. – С. 301–308.

19. Hernández-Ceballos M. A. et al. A climatology of ^7Be in surface air in European Union // Journal of environmental radioactivity. – 2015. – Т. 141. – С. 62–70.

20. Du J. et al. Temporal variations of atmospheric depositional fluxes of ^7Be and ^{210}Pb over 8 years (2006–2013) at Shanghai, China, and synthesis of global fallout data // Journal of Geophysical Research: Atmospheres. – 2015. – Т. 120, № 9. – С. 4323–4339.

REFERENCES

1. Aba A., Al-Dousari A. M., Ismael A. Depositional characteristics of ^7Be and ^{210}Pb in Kuwait dust // Journal of Radioanalytical and Nuclear Chemistry. – 2016. – Т. 307, № 1. – С. 15–23.

2. Yoon Y. Y. et al. Seasonal variation of ^7Be and ^3H in Korean ambient air and rain // Journal of Radioanalytical and Nuclear Chemistry. – 2016. – Т. 307, № 3. – С. 1629–1633.

3. Taylor A. et al. Temporal variability of beryllium-7 fallout in southwest UK // Journal of environmental radioactivity. – 2016. – Т. 160. – С. 80–86.

4. Mel'gunov M. S., Shcherbov B. L., Rubanov M. V., Zolotuhina K. A., Vosel' Yu. V., Gustajtis M. A. ^{210}Pb , ^7Be и ^{137}Cs в атмосферных выпадениях юга Западной Сибири // Материалы Всероссийской конференции с международным участием, посвященной 60-летию Института геохимии СО РАН и 100-летию со дня рождения академика Л. В. Тausона. – 2017. – Иркутск : Институт геохимии им. А.П. Винogradova СО РАН. – С. 122.

5. Vosel' Yu. V., Zolotuhina K. A., Zhurkova I. S., Gustajtis M. A., Rubanov M. V. Dinamika postupleniya ^{210}Pb , ^7Be i ^{137}Cs v zimnij period na territorii yuga Zapadnoj Sibiri // *Materialy XXVII Vserossijskoj molodezhnoj konferencii «Stroenie litosfery i geodinamika» s uchastiem issledovatelej iz drugih stran.* – 2017. – Irkutsk : Institut zemnoj kory SO RAN. – S. 66–67.
6. Mel'gunov M. S., Shcherbov B. L., Rubanov M. V. ^{210}Pb i ^7Be v snegovyh probah iz razlichnyh landshaftnyh zon yuga Zapadnoj Sibiri // *Materialy V Mezhdunarodnoj konferencii.* – 2016. – Tomsk : Nacional'nyj issledovatel'skij Tomskij politekhnicheskij universitet. – S. 425–428.
7. Zolotuhina K. Investigation of the radioactive composition of atmospheric fallout by nuclear geophysical method // *Sbornik trudov gorodskoj nauchno-prakticheskoy konferencii aspirantov i magistrantov «Science. Research. Practice».* – 2018. – Novosibirsk : Novosibirskij gosudarstvennyj tekhnicheskij universitet. – S. 44–45.
8. Yakovlev E. Yu., Druzhinin S. V., Bykov V. M. Vliyanie korotkozhivushchih radioaktivnyh izotopov na izmenenie gamma-fona vo vremya osadkov na Evropejskom severe Rossii // *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniya.* – 2017. – № 6. – S. 123–129.
9. Kremenchuckij D. A., Batrakov G. F. Vremennaya izmenchivost' postupleniya berilliya-7 (^7Be) na podstilayushchuyu poverhnost' v Sevastopole // *Ekologicheskaya bezopasnost' pribrezhnoj i shel'fovoj zon morya.* – 2016. – № 3. – S. 95–98.
10. Sýkora I. et al. Long-term variations of radionuclides in the Bratislava air // *Journal of environmental radioactivity.* – 2017. – T. 166. – S. 27–35.
11. Semertzidou P., Piliposian G. T., Appleby P. G. Atmospheric residence time of ^{210}Pb determined from the activity ratios with its daughter radionuclides ^{210}Bi and ^{210}Po // *Journal of environmental radioactivity.* – 2016. – T. 160. – S. 42–53.
12. Krmar M. et al. Beryllium-7 and ^{210}Pb atmospheric deposition measured in moss and dependence on cumulative precipitation // *Science of the Total Environment.* – 2016. – T. 541. – S. 941–948.
13. Paatero J. et al. Deposition of atmospheric ^{210}Pb and total beta activity in Finland // *Journal of Radioanalytical and Nuclear Chemistry.* – 2015. – T. 303, № 3. – S. 2413–2420.
14. Rachal D. M. et al. Modifying landscape connectivity by reducing wind driven sediment redistribution, Northern Chihuahuan Desert, USA // *Aeolian Research.* – 2015. – T. 17. – S. 129–137.
15. Wilkinson S. N. et al. Sediment source tracing with stratified sampling and weightings based on spatial gradients in soil erosion // *Journal of soils and sediments.* – 2015. – T. 15, № 10. – S. 2038–2051.
16. Gordo E. et al. Study of ^7Be and ^{210}Pb as radiotracers of African intrusions in Malaga (Spain) // *Journal of environmental radioactivity.* – 2015. – T. 148. – S. 141–153.
17. Pham M. K. et al. Impact of Saharan dust events on radionuclide levels in Monaco air and in the water column of the northwest Mediterranean Sea // *Journal of environmental radioactivity.* – 2017. – T. 166. – S. 2–9.
18. Iurian A. R. et al. The interception and wash-off fraction of ^7Be by bean plants in the context of its use as a soil radiotracer // *Journal of Radioanalytical and Nuclear Chemistry.* – 2015. – T. 306. – № 1. – S. 301–308.
19. Hernández-Ceballos M. A. et al. A climatology of ^7Be in surface air in European Union // *Journal of environmental radioactivity.* – 2015. – T. 141. – S. 62–70.
20. Du J. et al. Temporal variations of atmospheric depositional fluxes of ^7Be and ^{210}Pb over 8 years (2006–2013) at Shanghai, China, and synthesis of global fallout data // *Journal of Geophysical Research: Atmospheres.* – 2015. – T. 120, № 9. – S. 4323–4339.

© К. А. Золотухина, М. С. Мельгунов, 2018

АНАЛИЗ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБНАРУЖЕНИЕ ГАЛЬВАНОМАГНИТНЫХ ЯВЛЕНИЙ ПРИ ЗОНДИРОВАНИЯХ СТАНОВЛЕНИЕМ

Владимир Сергеевич Могилатов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник, e-mail: MogilatovVS@ipgg.sbras.ru

Владимир Владимирович Потанов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, e-mail: PotapovVV@ipgg.sbras.ru

Анастасия Александровна Горевачева

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, аспирант, e-mail: Lapkovskaya.a.a@gmail.com

Рассматриваются эффекты взаимодействия магнитного поля Земли и вторичных токов в геоэлектromагнитных зондированиях методом становления. Это взаимодействие, в частности, проявляется в эффективной анизотропии проводимости горных пород, вызванной эффектом Холла. Анализируются результаты предварительных экспериментов.

Ключевые слова: гальваномангнитные явления, геоэлектromагнитные зондирования, зондирования становлением, геомагнитное поле, эффект Холла, эффект Лоренца.

ANALYSIS AND EXPERIMENTAL DETECTION OF GALVANOMAGNETIC PHENOMENA IN TEM

Vladimir S. Mogilatov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Professor, Chief Researcher, e-mail: MogilatovVS@ipgg.sbras.ru

Vladimir V. Potapov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, e-mail: PotapovVV@ipgg.sbras.ru

Anastasia A. Goreyavcheva

Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Ph. D. Student, e-mail: LapkovskayaAA@ipgg.sbras.ru

The effects of interaction between the Earth's magnetic field and secondary currents in geoelectromagnetic sounding are considered. This interaction, in particular, is manifested in the effective anisotropy of the conductivity of rocks caused by the Hall effect. The results of preliminary experiments are analyzed.

Key words: galvanomagnetic phenomena, transient sounding, geomagnetic field, Hall effect, Lorentz effect.

Геоэлектромагнитные поля, в принципе, взаимодействуют с магнитным полем Земли, что следует самым прямым образом из фундаментального физического явления – эффекта Лоренца. Проблема состоит только в установлении реального проявления этого фактора в геоэлектромагнитных зондированиях. Самый первоначальный анализ показывает, что это может проявляться в эффекте Холла в горных породах. Кроме того, в результате тенденции к криволинейной траектории носителей тока под влиянием силы Лоренца возникает эффективная намагниченность геологической среды, зависящая от состояния геосреды на микроуровне. Эти гальваномагнитные эффекты, возникающие в скрещенных электрическом и магнитном полях, хорошо известны в физике [2–4], но не исследовались применительно к геологической среде. Сами авторы убеждены, что геомагнитные эффекты уже проявляли себя в некоторых ситуациях в электроразведочных исследованиях [5]. Необходимо, во-первых, достоверно обнаружить эти эффекты, а во-вторых, определить характерные параметры. По нашему мнению, наиболее подходящим способом для этого является зондирование становлением электромагнитного поля (как наиболее чувствительный метод). Но даже в рамках этого метода нужно рассмотреть особые схемы, минимизирующие «нормальные» сигналы [7]. В работе предлагаются экспериментальные схемы для обнаружения и оценки гальваномагнитных эффектов в геологической среде, а также рассматриваются некоторые предварительные эксперименты.

Проявления эффекта холла в геологической среде при зондированиях становлением (ЗС)

Если структура поля достаточно простая, как это имеет место в магнито-теллурических зондированиях, то можно говорить о холловской анизотропии проводимости. Однако заметим, что в ЗС, в которых используются сосредоточенные источники, притом довольно различные (токовая петля, заземленная линия), структуры возбуждаемых полей более сложные и разнообразные, чем в МТЗ. Соответственно, холловская проводимость (и анизотропия) имеет более сложный и более фиктивный характер, поэтому для описания влияния геомагнитного поля в ЗС мы применим другой подход. Учитывая наличие силы Лоренца, можно формально представить первое уравнение Максвелла в виде

$$\operatorname{rot} \mathbf{H} = \sigma \cdot \mathbf{E} + v \cdot [\mathbf{j}, \mathbf{H}^0], \quad (1)$$

где $\mathbf{j} = \sigma \cdot \mathbf{E}$, v – коэффициент (в м/А), удовлетворяющий размерности и учитывающий способность среды к появлению холловского тока; $\mathbf{H}^0$ – поле Земли. Или

$$\operatorname{rot} \mathbf{H} = \sigma \cdot \mathbf{E} + \sigma v H^0 \cdot [\mathbf{E}, \mathbf{e}^0], \quad (2)$$

где $\mathbf{e}^0$ – единичный вектор в направлении земного поля.

Теперь мы видим, что дополнительная холловская проводимость $\sigma_H = \sigma \nu H^0$ складывается из разнородных факторов. Отчасти она присуща среде и связана (посредством коэффициента ν) с такими характеристиками микропроцессов в среде, как подвижность носителей тока, длина свободного пробега и прочее. Холловская проводимость также пропорциональна обычной проводимости и напряженности земного поля. И есть еще переменный фактор – конфигурация токов по отношению к направлению поля Земли. Для каждого конкретного метода ЗС эту ситуацию можно описать эффективной тензорной проводимостью (холловской анизотропией).

Рассмотрим наиболее простую ситуацию – процесс становления от горизонтальной токовой петли в горизонтально-слоистой среде. Решение хорошо известно (например, [1, 6]). Поле осесимметрично и в цилиндрической системе координат имеет магнитные компоненты H_r , H_z и единственную электрическую – E_ϕ . Примем, что магнитное поле Земли вертикально. Тогда из уравнения (2), раскрывая векторное произведение, получим, что появляется радиальная плотность тока

$$j_r = \sigma_H \cdot E_\phi = \sigma \nu H^0 \cdot E_\phi. \quad (3)$$

В первом приближении E_ϕ есть решение задачи без магнитного поля Земли. Можно рассматривать эффективную тензорную проводимость с холловскими компонентами $\sigma_H = \sigma \nu H^0$. А можно считать, что в изотропной среде с проводимостью σ появляется холловская радиальная электрическая компонента (рис. 1):

$$E_r = \nu H^0 E_\phi \equiv \frac{\sigma_H}{\sigma} E_\phi. \quad (4)$$

Первую трактовку удобно использовать в случае МТЗ. Однако в ЗС эффективный тензор проводимости станет зависимым от типа источника, что неудобно.

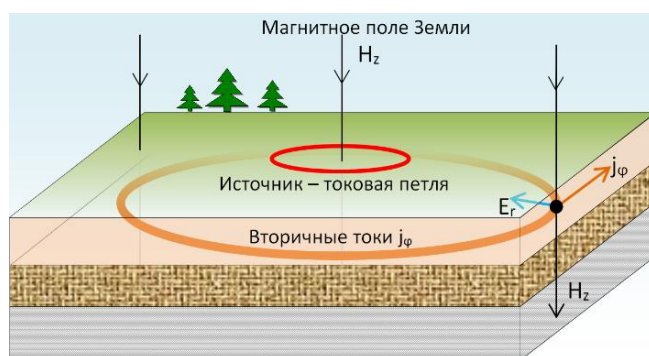


Рис. 1. Появление холловской напряженности электрического поля

Так или иначе, зная параметр ν , можно проводить прямое моделирование процессов становления с учетом геомагнитного фактора. Параметр ν можно

связать с подвижностью носителей тока (μ) и с коэффициентом Холла (R), которые определены для некоторых материалов и меняются в широких пределах. Проблема, однако, в том, что это не имеет отношения к геологической среде. Собственно, мы предлагаем способ экспериментального определения параметров эффекта Холла в геологической среде.

Как показывает формула (4), применяя токовую петлю и измеряя радиальной линией разность потенциалов,

$$\Delta U = \nu H^0 \cdot \int_{r_1}^{r_2} E_{\varphi}(r) dr, \quad (5)$$

где для известной горизонтально-слоистой среды функция E_{φ} , как и интеграл от нее, нам хорошо известна, мы можем рассчитать коэффициент ν , который и определяет геомагнитный эффект в любом методе ЗС.

Таким образом, предлагается простая экспериментальная схема (рис. 2). На выбранном участке с ровной поверхностью и горизонтально-слоистым разрезом (насколько это известно) располагается источник – токовая петля с импульсным возбуждением. Процесс становления регистрируется радиальной приемной линией при четырех одинаковых ее положениях относительно петли. Установка должна быть большой, как для структурных исследований. Желательно также перемещать и поворачивать всю расстановку и повторять измерения. Мы должны выявить одинаковую компоненту сигнала во всех 4 измерениях, если она не проявится явно. Все зависит от величины σ_H .

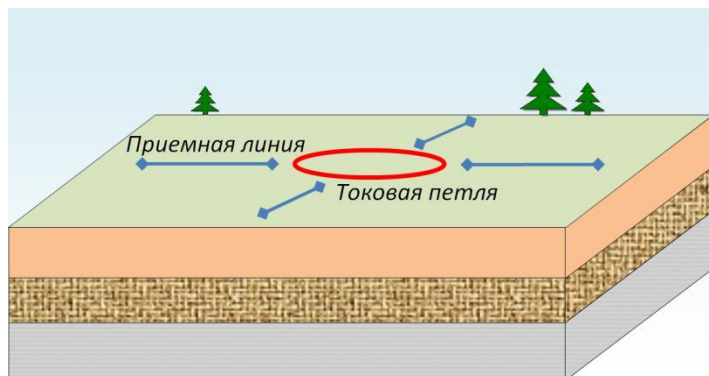


Рис. 2. Схема определения холловской проводимости в ЗС

Оценим возможный уровень сигнала. Но при этом мы должны задать некоторое конкретное значение холловской проводимости σ_H . Примем значение 0,001 См/м, которое возникает по некоторым предварительным прогнозам. В таком случае мы можем привести расчет устанавливающей эдс в приемной радиальной линии согласно рис. 2. При этом радиус токовой петли – 564 м, ток – 100 А, а линия заземлена на расстояниях 600 и 1600 м от центра петли. Среда – однородное полупространство с удельным сопротивлением 1, 10

и $100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Итак, производя интегрирование по радиусу в (4) с использованием апробированной программы расчета E_ϕ , мы получили следующий численный результат для режима установления (рис. 3).

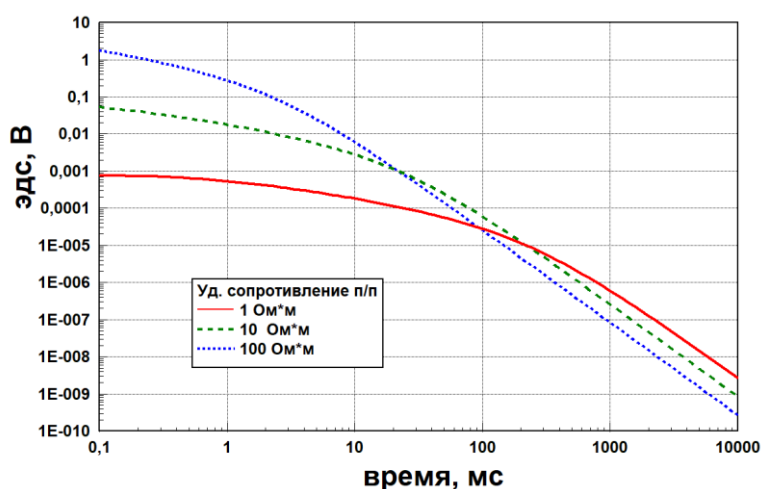


Рис. 3. Переходный сигнал в радиальной линии при $\sigma_H = 0,001 \text{ См/м}$

Исходя из того, что в электроразведке ЗС измеряются сигналы до 1 мкВ, из рис. 3 видно, что мы имеем еще 5–6 порядков в запасе (если рассматривать раннюю стадию), для того чтобы зафиксировать еще меньшую холловскую проводимость, чем $0,001 \text{ См/м}$.

Предварительные полевые эксперименты

В августе 2017 г. в пределах Чуйской степи в Кош-Агачском районе республики Алтай были проведены методические измерения методом ЗСБ с целью определить необходимые параметры измерительно-генераторного комплекса при проведении дальнейших полевых работ по гранту РФФИ.

Точка измерений находилась в 17 км от ближайшего электрифицированного населенного пункта п. Новый Бельтир, в южной части Чуйской степи. Размер генераторной петли составлял $100 \times 100 \text{ м}$. Длина измерительной линии была 20 м. Ток в генераторной петле составлял от 0,2 до 4 А. Генераторная петля и линия располагались на местности с использованием буссоли, с предварительной дополнительной проверкой всех длин сторон петли и линии. Точность определения углов составила $0,2^\circ$, что позволило добиться точности 0,5 м в местоположении углов петли и концов измерительной линии. Это позволяет определить площадь петли с точностью около 1 %. В процессе измерений использовалась геофизическая аппаратура «Fast-Snap» (НПК «СибГеоСистемы»), которая позволяет проводить высокоточные измерения становления при высокой дискретизации сигнала (от 25 нс до 6,4 мкс).

Схема относительного расположения генераторной петли и приемных линий при различных экспериментах показана на рис. 4. Петля не перемещалась, приемная линия MN находилась в нескольких положениях.

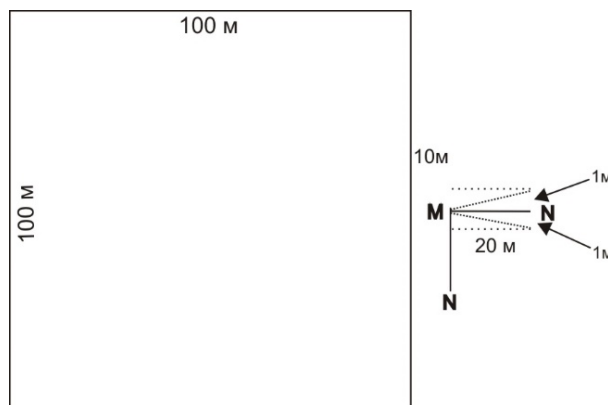


Рис. 4. Схема экспериментов

Известно, что предполагаемая величина сигналов, обусловленных эффектом Холла, очень мала, поэтому необходимо понять критерии, предъявляемые к расположению на местности генераторно-измерительного комплекса, чтобы минимизировать помехи аппаратного комплекса и внешних источников. Основные задачи, которые решались в процессе работ: определение типичных уровней шума, уровня шума, вносимого маломощными генераторами, расположенными вблизи установки, уровня шума, вносимого техногенными источниками, расположенными вдали от установки, уровня шума вносимого ветровой помехой, определение влияния на сигнал точности расположения на местности измерительной линии.

Сравнение влияния на сигнал точности расположения линии на местности проводилось с помощью сравнения сигналов от установок, в которые вносились небольшие искажения по местоположению. Схема измерений показана на рис. 4. Результаты измерений показаны на рис. 5.

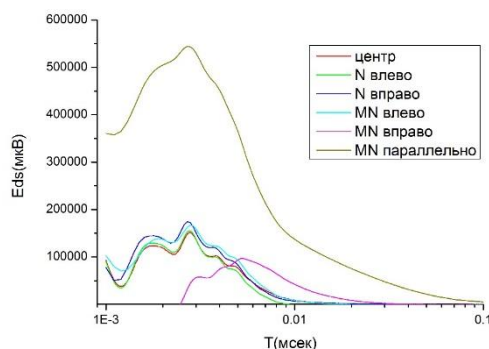


Рис. 5. Переходные сигналы с MN

Из классической теории следует, что при проведении над горизонтально слоистой средой измерений линией, которая точно перпендикулярна стороне петли и находится в ее центре, сигнал будет во всем диапазоне времен нулевым. На практике сложно добиться очень высокой точности расположения генераторной и измерительной установок и, кроме того, непросто найти разрез, который близок к горизонтально-слоистому. Тем не менее на рис. 5 видно, что, когда линия MN находится по центру (красная линия) или ее один конец отнесен влево или вправо, а также если мы всю линию относим влево или вправо, во всех случаях сигнал меняется незначительно, в пределах 15–30 %. А должен, по классическим представлениям, менять знак относительно «нулевого» положения. Это могло бы быть эффектом Холла, однако сейчас это утверждать было бы преждевременно. Установка мала, необходимо исключить влияние неоднородностей.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ, грант 17-05-00083.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ваньян Л. Л. Основы электромагнитных зондирований. – М. : Недра, 1965. – 109 с.
2. Гинзбург В. Л. Распространение электромагнитных волн в плазме. – М. : Наука, 1967. – 685 с.
3. Кучис Е. В. Гальваномагнитные эффекты и методы их исследования. – М. : Радио и связь, 1990. – 264 с.
4. Ландау Л. Д., Лифшиц Е. М. Электродинамика сплошных сред. – М. : Наука, 1982. – 621 с.
5. Могилатов В. С. О влиянии геомагнитного поля на процесс установления токов в земле // Геофизика. – 2013. – № 4. – С. 70–5.
6. Могилатов В. С. Импульсная геоэлектрика. – Новосибирск : НГУ, 2014. – 180 с.
7. Могилатов В. С., Потапов В. В. Возбуждение полей в геоэлектрических экспериментах // Физика Земли. – 2007. – № 5. – С. 88–99.

REFERENCES

1. Van'jan L. L. Osnovy jelektromagnitnyh zondirovanij. – M. : Nedra, 1965. – 109 s.
2. Ginzburg V. L. Rasprostranenie jelektromagnitnyh voln v plazme. – M. : Nauka, 1967. – 685 s.
3. Kuchis E. V. Gal'vanomagnitnye jeffekty i metody ih issledovaniya. – M. : Radio i svjaz', 1990. – 264 s.
4. Landau L. D., Lifshic E. M. Jelektrodinamika sploshnyh sred. – M. : Nauka, 1982. – 621 s.
5. Mogilatov V. S. O vlijanii geomagnitnogo polja na process ustanovlenija tokov v zemle // Geofizika. – 2013. – № 4. – S. 70–75.
6. Mogilatov V. S. Impul'snaja geojelektrika. – Novosibirsk : NGU, 2014. – 180 s.
7. Mogilatov V. S., Potapov V. V. Vozbuzhdenie polej v geojelektricheskikh jeksperimentah // Fizika Zemli. – 2007. – № 5. – S. 88–99.

© В. С. Могилатов, В. В. Потапов, А. А. Горяевцева, 2018

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНО-АЛГОРИТМИЧЕСКОЙ БАЗЫ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИИ ГЕОМАГНИТНОЙ ТОМОГРАФИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ БЕСПИЛОТНОЙ РАЗНОВЫСОТНОЙ МАГНИТОРАЗВЕДКИ

Михаил Андреевич Максимов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник лаборатории скважинной геофизики, тел. (905)094-33-22, e-mail: MaksimovMA@ipgg.sbras.ru

Ирина Владимировна Суродина

Институт вычислительной математики и математической геофизики СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Лаврентьева, 6, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник, тел. (913)903-87-41, e-mail: sur@ommfao1.sccc.ru

Вячеслав Николаевич Глинских

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор физико-математических наук, зав. лабораторией скважинной геофизики; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа; Новосибирский государственный технический университет, 630073, Россия, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, профессор кафедры геофизических систем, тел. (383)330-45-05, e-mail: GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Выполнена программная реализация алгоритма трехмерной прямой задачи разноточной магнитной съемки с учетом рельефа дневной поверхности с использованием высокопроизводительных вычислений на графическом ускорителе. Реализована принципиальная схема решения обратной задачи с использованием квазиньютоновской минимизации функционала невязки с использованием техники сопряженного оператора для ускорения вычисления градиентов. Проведены тесты на синтетических моделях с небольшим количеством модельных параметров.

Ключевые слова: теория обратных задач, электромагнитная теория, магнитное поле, численные решения, БПЛА.

DEVELOPMENT OF SOFTWARE AND ALGORITHMIC BASES FOR THE GEOMAGNETIC TOMOGRAPHY TECHNOLOGY USING UAV MAGNETIC DATA FROM DIFFERENT HEIGHTS

Mikhail A. Maksimov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Researcher, Laboratory of Borehole Geophysics, phone: (905)094-33-22, e-mail: MaksimovMA@ipgg.sbras.ru

Irina V. Surodina

Institute of the Computational Mathematics and Mathematical Geophysics SB RAS, 6, Prospect Akademik Lavrentiev St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, phone: (913)903-87-41, e-mail: sur@ommfao1.sccc.ru

Vyacheslav N. Glinskikh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Head of Laboratory of Borehole Geophysics; Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Associate Professor Department of Geology of Oil-and-Gas Field; Novosibirsk State Technical University, 20, Prospect K. Marx St., Novosibirsk, 630073, Russia, Professor, Department of Geophysical Systems, phone: (383)330-45-05, e-mail: GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

The software implementation of the algorithm for the three-dimensional direct problem of a different altitude magnetic survey is provided taking into account the relief of the day surface with the use of high-performance computations on a graphic accelerator. A schematic diagram of the solution of the inverse problem is realized using the quasi-Newton minimization of the residual functional using the technique of the adjoint operator to accelerate the computation of the gradients. Tests are carried out on synthetic models with a small number of model parameters.

Key words: inverse theory, electromagnetic theory, magnetic field, numerical solutions, UAV.

Магнитометрическая разведка, которая дает информацию о локальных изменениях магнитного поля Земли, позволяет сузить круг поисков геологических объектов в труднодоступных регионах страны. Современные методы геомагнитных исследований имеют серьезные недостатки, главные из которых – чрезвычайно высокая стоимость работ и недостаточная точность данных. Актуальной задачей настоящего времени является повышение качества результатов инверсии и интерпретации данных магнитной съемки. Одним из наиболее перспективных подходов является использование разновысотных данных с целью повышения достоверности получаемой информации о геометрии исследуемой среды: в первую очередь анализ глубин залегания различных тел, что при классической наземной или аэросъемке затруднено из-за отсутствия зондирующего параметра на глубину. В ИНГГ СО РАН создан принципиально новый аэромагнитный комплекс на основе беспилотного гексакоптера, оборудованного высокоточным магнитометрическим датчиком. Его применение особенно актуально при картировании больших, практически непроходимых территорий, покрытых сверху водоемами и болотами, а также лесных массивов и зон вечной мерзлоты.

Физико-математические основы для решения прямой трехмерной задачи магниторазведки изложены в работе [1]: используются классические уравнения Максвелла в постановке магнитостатики. Магнитное поле описывается двумя основными характеристиками: напряженностью $\vec{H}$ и индукцией $\vec{B}$, между которыми существует соотношение:

$$\vec{B}(a) = \mu_0 [\vec{H}(a) + \vec{I}(a)], \quad (1)$$

где μ_0 – магнитная постоянная, $\vec{I}$ – намагниченность в изучаемой точке.

Намагниченность вещества сложным образом зависит от его магнитных свойств и намагничивающего поля, что характеризуется петлей гистерезиса. В магниторазведке применяют упрощенную модель намагничения: считают

горные породы и руды «идеальным ферромагнетиком». Это дает возможность связать намагниченность с магнитными свойствами. Традиционно прямая задача магнитной съемки заключается в нахождении внешних и внутренних потенциалов для различных объектов. Эти потенциалы удовлетворяют следующему уравнению:

$$\operatorname{div} \operatorname{grad} U = -\operatorname{div} \vec{I}. \quad (2)$$

Граничные условия для постановки краевой задачи вытекают из непрерывности потенциала на границе, что вызвано непрерывностью тангенциальной компоненты напряженности, а также из непрерывности нормальных компонент вектора индукции поля.

Таким образом, прямая задача сводится к решению задачи Дирихле для уравнения Пуассона при условии, что все исследуемые объекты находятся внутри расчетной области, и границы этой области достаточно удалены от объектов.

Алгоритм решения прямой задачи сводится к дискретизации уравнения (2) конечно-разностным методом на неравномерной сетке с использованием однородной консервативной схемы [2], [3] и последующей его симметризации [4]. На выходе получается система уравнений вида

$$Ax = F, \quad (3)$$

где A – действительная, симметричная, сильно разреженная, положительно определенная матрица со слабым преобладанием диагонали. Правая часть уравнения (2) представляет собой дивергенцию остаточной или полной намагниченности.

Алгоритм тестировался на нескольких моделях, имеющих точное решение. Приведем пример расчетов следующей модели: шар радиусом $R = 1\,000$ м находится в центре некоторой области. Необходимо рассчитать компоненты магнитного поля B_x , B_y , B_z на высоте 50 метров над шаром. Правая часть состоит из компонент: $I_x = I_y = 0$; $I_z = 1$ СИ. Для данной модели известны аналитические решения, с которыми и было произведено сравнение модельных. Как видно из рис. 1, рассчитанные и аналитические значения сходятся. Для наглядности выбрана плоскость $X = Y$, в которой H_x и H_y , а также B_x и B_y соответственно, совпадают по абсолютному значению.

При переходе к решению обратной задачи возникает необходимость построения функционала невязки между сигналом наблюдаемых данных и тестируемой модели с последующей его минимизацией для получения решения.

При решении обратной задачи есть две основные проблемы: высокая расчетная стоимость инверсии и неоднозначность решения. Первая возникает в по двум основным причинам: высокие размерности модельного пространства (томографический подход) и непосредственно высокие расчетные требования прямой 3-D задачи. Стохастические методы Монте-Карло, позволяющие опре-

делить апостериорные плотности вероятностей модельных параметров, требуют крайне высокого числа решений прямой задачи даже с малым количеством подбираемых модельных параметров, что делает их неприемлемыми в данной задаче. Вторая проблема связана с минимумом или отсутствием априорной информации и, зачастую, малым количеством данных измерений. Она нивелируется за счет большого количества измерений с БПЛА с разных высот, а также применением техник регуляризации при минимизационном подходе к решению, а также анализе Гессiana функционала невязки с целью оценки качества определения каждого индивидуального модельного параметра.

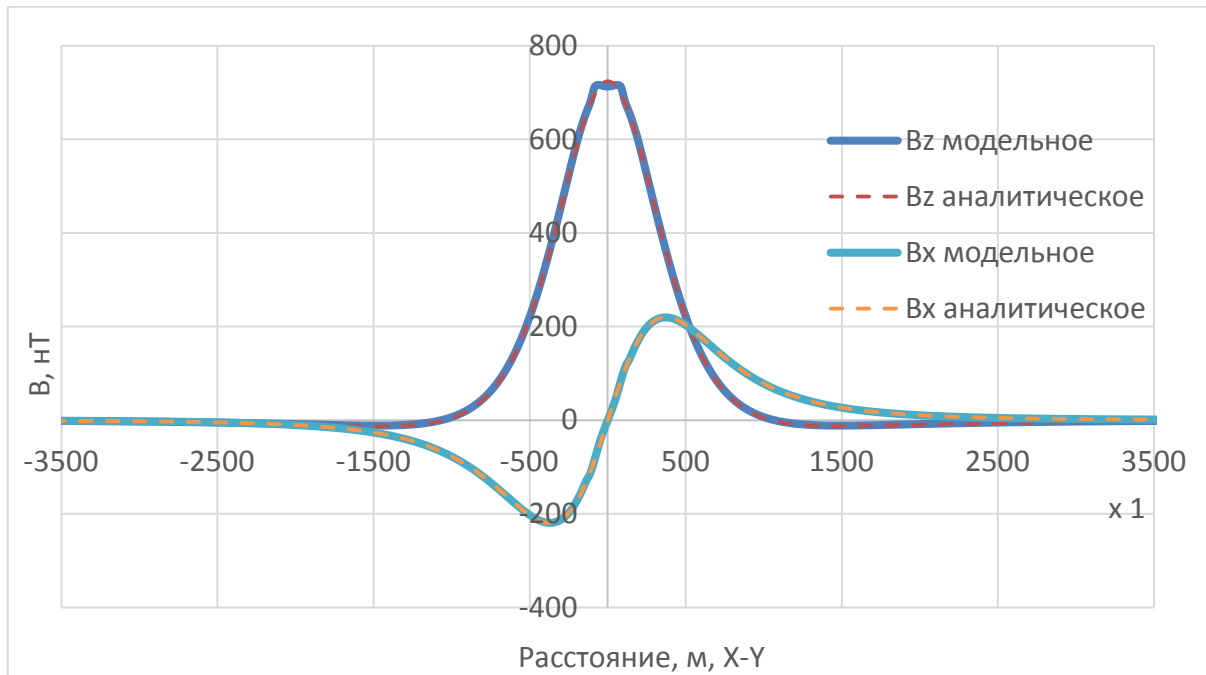


Рис. 1. Тестирование алгоритма решения прямой задачи магнитной съемки на примере модели сферического тела

Большинство методик решения задачи нацелены на поиски минимума функционала невязки различными методами: прямой подбор, градиентный спуск, квазиньютоновская минимизация и т. п. Для успешного выполнения данных методик необходимо иметь возможность быстро и качественно рассчитывать градиент функционала невязки в пространстве модельных параметров. В качестве одной из самых эффективных техник быстрого расчета производных функционала невязки выступает метод сопряжения [5, 6]. На рис. 2 представлена блок-схема реализованного программно-алгоритмического обеспечения для задачи беспилотной геомагнитной томографии. Синим выделено основное ядро алгоритма: решатель прямой задачи, преобразователь данных измерений во внутренний формат, расчет функционала невязки с учетом погрешностей индивидуальных измерений, применение методов минимизации и регуляризации, итерационная схема цикла решения. Оранжевым – параметры, идущие на вход

и не меняющиеся в процессе решения задачи – априорная информация, трехмерные карты рельефа, непосредственно измерения и их индивидуальные погрешности.

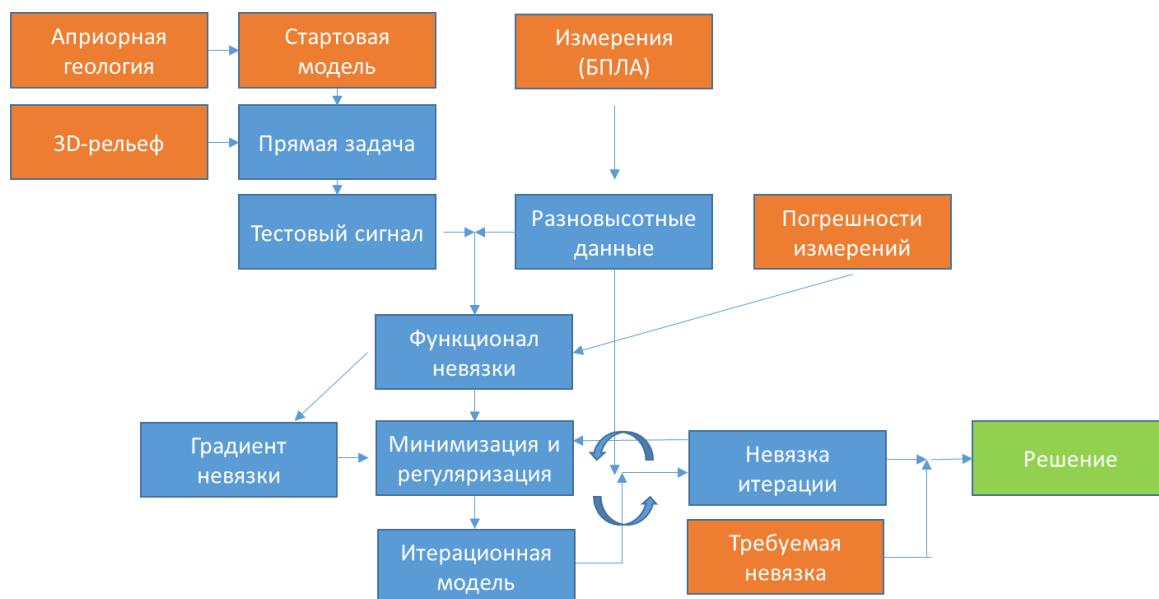


Рис. 2. Блок-схема программно-алгоритмического обеспечения инверсии данных разнорысотной магнитной съемки с учетом рельефа:

синим выделены внутренние элементы программы; оранжевым – исходные данные и параметризация задачи

В качестве тестовой модели небольшого разрешения нами было выбрано разбиение нижнего полупространства на 27 блоков-параллелепипедов ($3 \times 3 \times 3$) с «шахматным» чередованием магнитных восприимчивостей $4 \cdot 10^{-5}$ и $6 \cdot 10^{-5}$, дневная поверхность – синусоидальная функция с полным периодом 1/10 от общей длины профиля по координате X. Рассчитаны тестовые сигналы на трех высотах – 4, 6 и 8 м; к ним добавлен гауссов шум, основанный на модели погрешностей (погрешность увеличивается с высотой и влияет на стандартное отклонение зашумления).

При томографическом подходе геометрия среды является зафиксированной, и задача состоит в восстановлении распределения изучаемых модельных параметров на заранее заданной сетке. В роли стартовой модели выступила однородная среда с постоянным значением магнитной восприимчивости $5 \cdot 10^{-5}$. Для расчета градиента функционала невязки применялся конечно-разностный подход, и тестировался метод сопряженного оператора. В качестве методов минимизации использовались Монте-Карло, Нелдер-Мид, градиентный спуск и квазиньютоновский подход Бroyдена-Флетчера-Голдфарба-Шанно (BFGS) в условиях ограниченной памяти (L-BFGS) [7], который и показал наилучший результат минимизации за отведенное время на тестирование. Результаты решения задачи инверсии с использованием L-BFGS представлены на рис. 3. Вы-

несены параметры тестовой модели, итерационная модель инверсии после ограниченного количества шагов (в данном случае 50, время расчета ~2 ч). Выполнена оценка погрешностей: для текущей итерационной модели общая среднеквадратичная невязка сигнала от модели составляет 2,31 %, а отклонение индивидуальных параметров не превышает 5,5 %, что является достаточным для признания модели решением обратной задачи в текущих условиях. Кроме базовых тестов для модели класса «шахматы» проведены эксперименты по определению референтной среды (1 модельный параметр – полупространство) и оценка влияния рельефа на получаемый сигнал измерений.

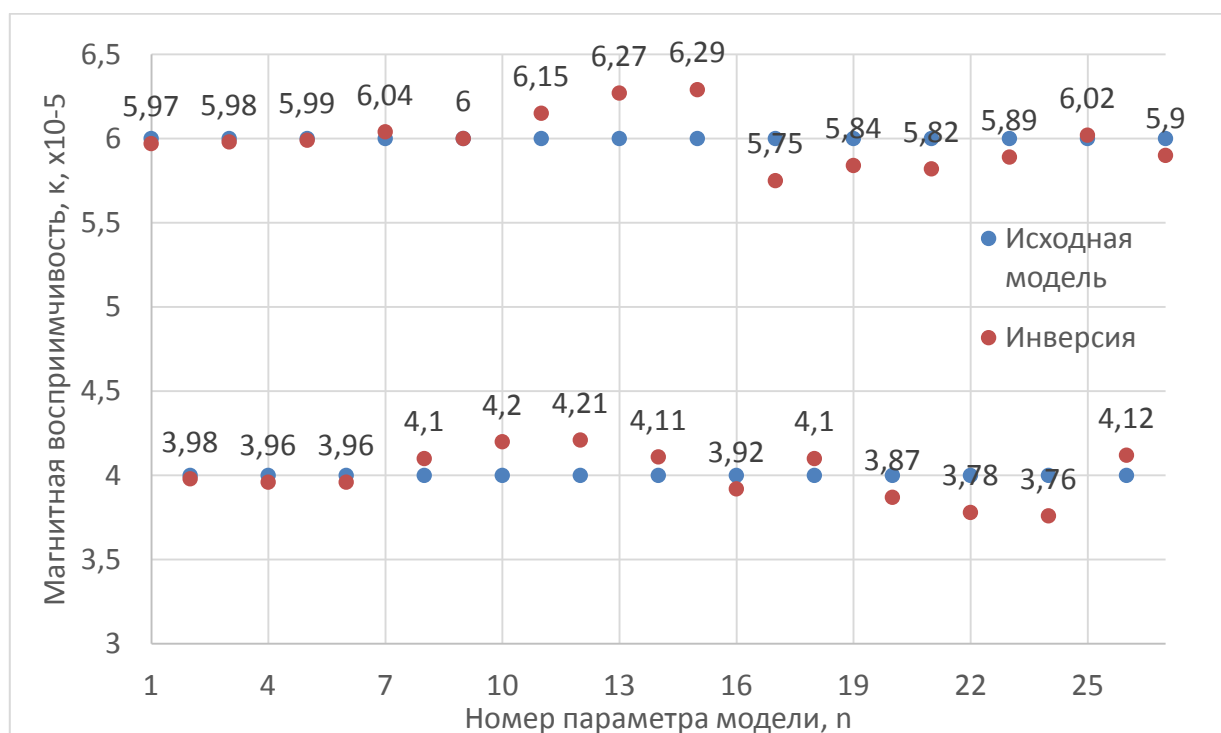


Рис. 3. Тестируемая модель, итерационная модель. Сравнение модельных параметров

Полученные результаты подтверждают, что предложенная схема инверсии работает для синтетической модели небольшого разрешения и открывает возможность перейти к тестам данных реальных измерений и большего числа модельных параметров, анализу матрицы чувствительности данных к модельным параметрам; где в последствии добавятся реальные погрешности измерений, неоднородность сетки наблюдения, априорная информация о геологии.

Работа выполнена в рамках проекта «Разработка программно-алгоритмического обеспечения для технологии беспилотной геомагнитной томографии в условиях криолитозоны» по программе фундаментальных исследований президиума РАН «Арктика – научные основы новых технологий освоения, сохранения и развития».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Блох Ю. И. Интерпретация гравитационных и магнитных аномалий. – 2009. – 231 с.
2. Самарский А. А. Теория разностных схем. – М. : Наука, 1979. – 655 с.
3. Самарский А. А., Николаев Е. С. Методы решения сеточных уравнений. – М. : Наука, 1978. – 592 с.
4. Кузнецов Ю. И., Агапитова Н. С. Математические основы моделирования на ЭВМ. – Ю.-Сахалинск : Из-во ЮСИЭПИ, 2003. – 214 с.
5. Maksimov M., Velimsky J. Fast calculations of the gradient and the Hessian in the time-domain global electromagnetic induction inverse problem // *Geophys J Int* (2017) – 210 (1) – P. 270–283.
6. Fletcher R. Practical methods of optimization (2nd ed.) – New York : John Wiley & Sons, 1987.
7. Fichtner A. Full Seismic Waveform Modelling and Inversion. – AGEM, 2011.

REFERENCES

1. Bloh Yu. I. Interpretaciya gravitacionnyh i magnitnyh anomalij. – 2009. – 231 s.
2. Samarskij A. A. Teoriya raznostnyh skhem. – M. : Nauka, 1979. – 655 s.
3. Samarskij A. A., Nikolaev E. S. Metody resheniya setochnyh uravnenij. – M. : Nauka, 1978. – 592 s.
4. Kuznecov Yu. I., Agapitova N. S. Matematicheskie osnovy modelirovaniya na EVM. – Yu.-Sahalinsk : Iz-vo YuSIEPI, 2003. – 214 s.
5. Maksimov M., Velimsky J. Fast calculations of the gradient and the Hessian in the time-domain global electromagnetic induction inverse problem // *Geophys J Int* (2017) – 210 (1) – P. 270–283.
6. Fletcher R. Practical methods of optimization (2nd ed.) – New York: John Wiley & Sons, 1987.
7. Fichtner A. Full Seismic Waveform Modelling and Inversion. – AGEM, 2011.

© М. А. Максимов, И. В. Суродина, В. Н. Глинских, 2018

НЕЛИНЕЙНАЯ AVOA-ИНВЕРСИЯ ОТРАЖЕННЫХ ПРОДОЛЬНЫХ И ОБМЕННЫХ ВОЛН В АЗИМУТАЛЬНО-АНИЗОТРОПНЫХ СРЕДАХ

Павел Александрович Лыхин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, магистр, аспирант, тел. (923)111-28-01, e-mail: Pavel.lykhin@gmail.com

Татьяна Викторовна Нефедкина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-90-16, e-mail: NefedkinaTV@ipgg.sbras.ru

В статье описывается оптимизационный алгоритм совместной нелинейной AVOA-инверсии PP - + PS -отражений в анизотропных средах. Алгоритм основан на точном решении для коэффициентов отражения PP - и PS -волн в анизотропной HTI среде. Комплекс продольных и обменных волн повышает помехоустойчивость алгоритма и точность оценок параметров среды. Тестирование алгоритма на модельных данных показало, что параметры анизотропии могут быть определены с большой точностью при отношении сигнал/помеха ≥ 5 .

Ключевые слова: нелинейная AVOA-инверсия, обменные волны, трансверсально-изотропная (HTI) среда, оптимизация, помехоустойчивость метода.

NONLINEAR AVOA-INVERSION OF PP - + PS -REFLECTIONS IN AZIMUTHAL ANISOTROPIC MEDIA

Pavel A. Lykhin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, MSc, Ph. D. Student, phone: (923)111-2801, e-mail: Pavel.lykhin@gmail.com

Tatyana V. Nefedkina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, phone: (383)330-90-16, e-mail: NefedkinaTV@ipgg.sbras.ru

In this paper, we investigate optimization algorithm of joint nonlinear AVOA-inversion of PP - + PS -reflections in anisotropic media. Algorithm is based on the exact solution for PP - and PS -waves reflection coefficients in anisotropic HTI medium. Joint using compressional and converted waves allows increase robustness of the method and estimations accuracy of the medium parameters. Using the model data, we show that parameters of anisotropy are determined with large accuracy if signal/to noise ratio ≥ 5 .

Key words: nonlinear AVOA-inversion, converted waves, transversely isotropic (HTI) media, optimization, robustness of the method.

Введение

Актуальность изучения анизотропии упругих свойств связана с необходимостью получения информации о параметрах трещиноватых сред по данным наземной трехмерной сейсморазведки. Изучение анизотропии по амплитудам отраженных волн (AVOA-анализ) применяется для обнаружения зон повышенной азимутально-ориентированной трещиноватости коллекторов углеводородов в терригенных отложениях, а также для определения их фильтрационно-емкостных свойств и преимущественного направления трещин.

В основе метода AVOA-анализа лежат линеаризованные аппроксимации уравнения Рюгера [8] для плоско-волнового коэффициента отражения продольной волны на границе изотропного и анизотропного (НТИ) полупространств, полученные в предположении малого контраста упругих свойств на границе и слабой анизотропии. На практике применяются преимущественно «посекторный» AVOA-анализ и линейная аппроксимация уравнения Рюгера на малых удалениях от источника. Перечисленные ограничения делают невозможным применение традиционных методов AVOA-анализа в средах с контрастными отражающими границами и сильной анизотропией [5]. Примером таких сред могут служить нефтяные месторождения Восточной Сибири.

Для AVOA-инверсии продольных отраженных волн в анизотропных средах с контрастными границами был разработан нелинейный оптимизационный алгоритм, основанный на точном решении для плоско-волнового коэффициента отражения продольной волны [3]. Тестирование алгоритма на модельных данных показало, что он обеспечивает удовлетворительную точность определения параметров анизотропии при высоком отношении сигнал/помеха ≥ 10 . В настоящей статье мы продолжаем эти исследования и предлагаем использовать для повышения помехоустойчивости AVOA-инверсии комплекс продольных и обменных волн. Целесообразность совместного использования продольных и обменных волн для повышения точности и устойчивости решения обратной динамической задачи по AVO-данным была показана ранее в работах [4, 7 и др.]. Тестирование разработанного алгоритма проведено на модельных данных PP - + PS -волн для Верхнечонского нефтяного месторождения в Восточной Сибири.

Методология

Система вертикальных азимутально-ориентированных трещин представляется в виде модели трансверсально-изотропной среды с горизонтальной осью симметрии (среда НТИ). В случае анизотропных сред коэффициенты отражения и прохождения плоских волн через плоскую границу не могут быть выражены в явном виде и определяются из решения системы 6 линейных уравнений, полученных из условий непрерывности вектора смещений и непрерывности вектора напряжений на жесткой границе [6].

В компактной форме можно записать [9]:

$$\mathbf{b} = \mathbf{A}\mathbf{X}, \quad (1)$$

где $\mathbf{b} = (\mathbf{I}_P^{d(1)} \quad \mathbf{t}_P^{d(1)})^T$;

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} -\mathbf{I}_P^{u(1)} & -\mathbf{I}_{SV}^{u(1)} & -\mathbf{I}_{SH}^{u(1)} & \mathbf{I}_P^{d(2)} & \mathbf{I}_{SV}^{d(2)} & \mathbf{I}_{SH}^{d(2)} \\ -\mathbf{t}_P^{u(1)} & -\mathbf{t}_{SV}^{u(1)} & -\mathbf{t}_{SH}^{u(1)} & \mathbf{t}_P^{d(2)} & \mathbf{t}_{SV}^{d(2)} & \mathbf{t}_{SH}^{d(2)} \end{pmatrix};$$

$$\mathbf{X} = (R_{PP} \quad R_{PSV} \quad R_{PSH} \quad T_{PP} \quad T_{PSV} \quad T_{PSH})^T;$$

$\mathbf{A}$ – матрица смещений-напряжений для образующихся волн, $\mathbf{b}$ – это вектор-столбец смещений-напряжений для падающей волны, $\mathbf{X}$ – вектор-столбец, состоящий из коэффициентов отражения и преломления, $\mathbf{I}_P^{d(1)}$ – вектор поляризации падающей P -волны в верхнем слое, $\mathbf{I}_i^{d(2)}$ – вектор поляризации преломленной волны i -го типа в нижнем слое, $\mathbf{I}_i^{u(1)}$ – вектор поляризации отраженной волны i -го типа в верхнем слое, $\mathbf{t}_P^{d(1)}$ – вектор напряжения падающей P -волны в верхнем слое, $\mathbf{t}_i^{d(2)}$ – вектор напряжения преломленной волны i -го типа в нижнем слое, $\mathbf{t}_i^{u(1)}$ – вектор напряжения отраженной волны i -го типа в верхнем слое. Из решения системы (1) может быть получено точное значение плоско-волновых коэффициентов отражения продольной PP - и обменной PS -волн на границе изотропного и анизотропного (НТИ) полупространств для заданных параметров модели.

В предлагаемом методе полноазимутальной AVOA-инверсии решение обратной задачи осуществляется в два этапа. На первом этапе на малых удалениях от источника используется линейная аппроксимация Рюгера для коэффициента отражения PP -волны [8] и методом наименьших квадратов определяется азимут оси симметрии ϕ_0 [5]. При проведении 3D-3C сейсмических наблюдений направление оси симметрии может быть получено также путем проведения поляризационного анализа обменных волн [1], в результате которого происходит разделение поперечных волн на быструю и медленную. По ориентации вектора поляризации быстрой поперечной волны $S1$ можно определить преимущественное направление трещин коллектора.

На втором этапе на полной базе наблюдений оптимизационным методом Нелдера-Мида рассчитываются упругие параметры V_p , V_s и ρ , а также параметры анизотропии Томсена $\varepsilon^{(V)}$, $\delta^{(V)}$ и γ для анизотропного слоя на всей базе наблюдения. Осуществляется минимизация следующей функции:

$$F(\mathbf{v}) = \sqrt{\sum_{i=1}^n (App_{obs}(l_i, \varphi_i, \mathbf{m}) - App_t(l_i, \varphi_i, \mathbf{v}))^2} + \sqrt{\sum_{i=1}^n (Aps_{obs}(l_i, \varphi_i, \mathbf{m}) - Aps_t(l_i, \varphi_i, \mathbf{v}))^2},$$

где n – число наблюдений, l_i – расстояние от источника до i -го приемника, $\mathbf{v}$ – вектор неизвестных параметров модели, $\mathbf{m}$ – вектор материальных параметров модели, $App_{obs}(l_i, \varphi_i, \mathbf{m})$ и $Aps_{obs}(l_i, \varphi_i, \mathbf{m})$ – наблюдаемые амплитуды PP - и PS -отражений, исправленные за геометрическое расхождение; $App_t(l_i, \varphi_i, \mathbf{v})$ и $Aps_t(l_i, \varphi_i, \mathbf{v})$ – теоретическое описание коэффициентов PP - и PS -отражений, вычисляемое с помощью системы (1). Известно, что при отражении PS -волны от границы изотропного и анизотропного полупространств образуются две поперечные волны Sv и Sh со своей поляризацией и амплитудой. В случае отражения от кровли анизотропного слоя обе поперечные волны сливаются в одну волну PS с амплитудой, равной векторной сумме модулей коэффициентов отражения $Rpsv$ и $Rpsh$. При отражении от подошвы анизотропного слоя образовавшиеся поперечные волны квази Sv и Sh распространяются в анизотропной среде отдельно с разными скоростями и регистрируются на поверхности наблюдений на основной и побочной компонентах в виде суммы колебаний с различными временными сдвигами. В этом случае необходимо разделение волн методами поляризационного анализа, например, по методике псевдовращений [1].

Тестирование алгоритмов обработки на модельных данных

Тестирование алгоритмов проводилось на модельных данных для Верхне-чонского нефтяного месторождения. Целевым объектом исследований для этого месторождения является карбонатный комплекс, состоящий из трещиноватых доломитов осинского горизонта (низы усольской свиты) и подсолевых карбонатных отложений вендского возраста. С кровлей осинского горизонта связано устойчивое отражение, являющееся региональным репером, ОГ А. Ниже карбонатного комплекса залегают терригенные отложения непской свиты. С их кровлей связан опорный отражающий горизонт ОГ М2.

Обобщенная сейсмогеологическая модель месторождения была составлена по данным вертикального сейсмического профилирования (ВСП) и акустического каротажа (АК) в скважинах № 73 и № 78 (рис. 1). В качестве модели рассматривается трехслойная горизонтально-слоистая среда. Второй слой задан трансверсально-изотропным с горизонтальной осью симметрии, составляющей 60° с осью X , и имитирует трещиноватые отложения осинского горизонта и подсолевого карбонатного комплекса. Скважины № 73 и № 78 находятся вдали от промыслового участка месторождения, и по ним нельзя судить о степени анизотропии, вызванной упорядоченной вертикальной трещиноватостью отложений в целевом интервале разреза. В связи с этим значения параметров анизо-

тропии второго слоя были взяты из работы [2]. Относительные перепады скоростей на кровле анизотропного слоя составляют 20–25 %.

Модельными данными являлись теоретические коэффициенты отражения. Расчеты коэффициентов отражения PP - и PS -волн от кровли (горизонт А) трещиноватого анизотропного слоя выполнены на основе теории лучевого метода в анизотропных средах [6] (1). Результаты расчетов показаны на рис. 2.

Для решения обратной задачи использовались теоретические значения коэффициентов отражения R_{pp} и R_{ps} для 8 азимутов радиальных профилей наблюдений 0° , 30° , 45° , 60° , 75° , 90° , 120° , 150° , относящихся к одному источнику. Входными данными программы служила совокупность всех значений коэффициентов отражения для всех азимутов и удалений.

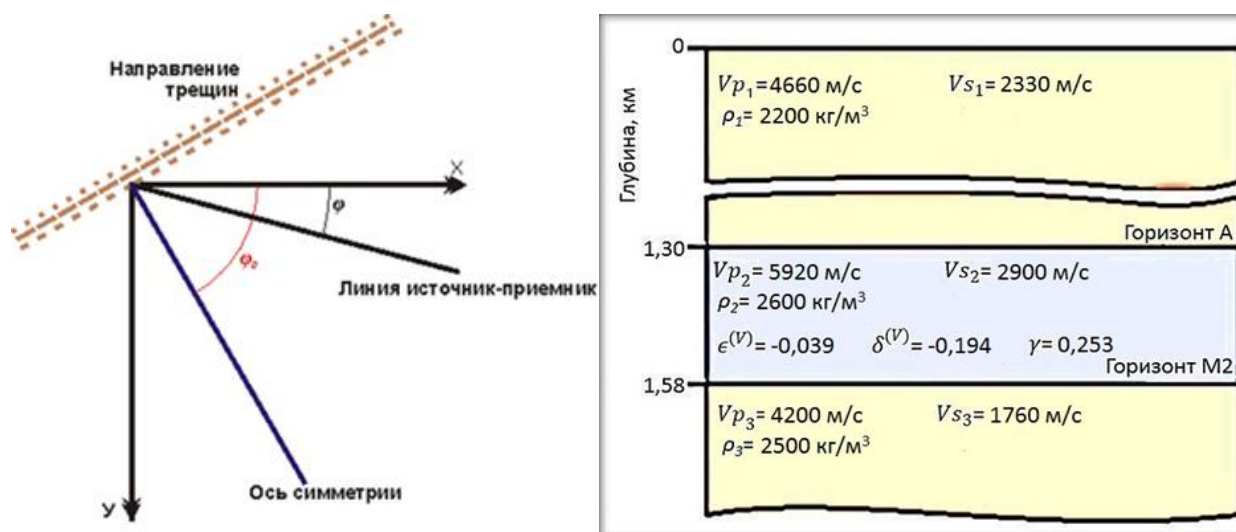


Рис. 1. Обобщенная сейсмогеологическая модель Верхнечонского месторождения (слева – в плане, справа – в разрезе; анизотропный слой выделен сиреневым цветом)

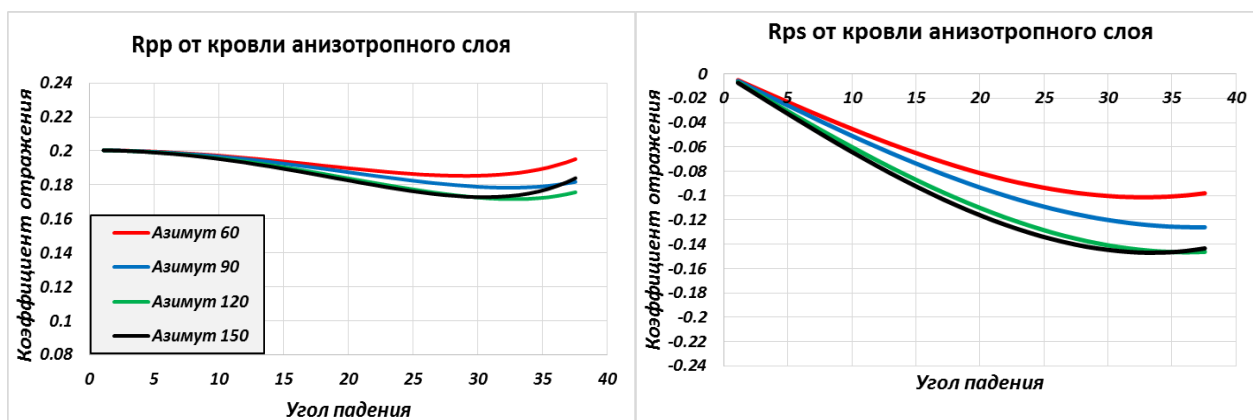


Рис. 2. Коэффициенты отражения PP - и PS -волн от кровли анизотропного слоя для различных азимутов наблюдения

Для изучения помехоустойчивости алгоритмов AVOA-инверсии на теоретические значения коэффициентов отражения продольной и обменной волн накладывался случайный шум, имеющий нормальное распределение и составляющий 10–20 % от среднего уровня коэффициента отражения *PP*-волны на базе наблюдения. Вследствие этого для *PS*-волны на малых удалениях от источника отношение сигнал/помеха было значительно ниже, чем для *PP*-волны, что соответствует практике полевых наблюдений.

Анализ результатов

Нелинейная AVOA-инверсия выполнена оптимизационным методом Нелдера-Мида. Известно, что устойчивость и точность решения обратной задачи оптимизационными методами зависит от числа определяемых неизвестных параметров. При большом числе неизвестных параметров процесс вычислений часто становится неустойчивым. В реальности такой параметр, как плотность слоя, изменяется в незначительных пределах и его можно считать известным. Азимут оси симметрии был определен на первом этапе методом наименьших квадратов с использованием линеаризованной аппроксимации Рюге [8]. В связи с этим определялись следующие параметры анизотропного слоя 2: V_p , V_s и коэффициенты анизотропии $\epsilon^{(v)}$, $\delta^{(v)}$, γ . Параметры слоев 1 и 3 считались известными. Углы падения волны изменялись от 0 до 40°, что соответствует удалениям до 2 000 м. Погрешность начального приближения для скоростных параметров составляла 15 %, для коэффициентов анизотропии начальное приближение принималось равным нулю.

В табл. 1 представлены результаты решения обратной задачи по данным продольных волн, в табл. 2 – по комплексу продольных и обменных волн.

Таблица 1

Результаты решения обратной задачи для кровли анизотропного слоя по продольным волнам

Параметры среды Модель Верхнечонского нефтяного месторождения		Решение обратной задачи для кровли (<i>PP</i> -волны)		
		Шум 0 %	Шум 10 %	Шум 20 %
$V_{p1} = 4,66$	$V_{p2} = 5,92$	$V_{p2} = 5,92$	$V_{p2} = 5,92$	$V_{p2} = 5,91$
$V_{s1} = 2,33$	$V_{s2} = 2,9$	$V_{s2} = 2,9$	$V_{s2} = 2,89$	$V_{s2} = 2,89$
$\rho_1 = 2,2$	$\rho_2 = 2,6$	ρ_2 -известна	ρ_2 -известна	ρ_2 -известна
$\epsilon_1^{(v)} = 0$	$\epsilon_2^{(v)} = -0,039$	$\epsilon_2^{(v)} = -0,039$	$\epsilon_2^{(v)} = -0,037$	$\epsilon_2^{(v)} = -0,058$
$\delta_1^{(v)} = 0$	$\delta_2^{(v)} = -0,194$	$\delta_2^{(v)} = -0,194$	$\delta_2^{(v)} = -0,191$	$\delta_2^{(v)} = -0,203$
$\gamma_1 = 0$	$\gamma_2 = 0,253$	$\gamma_2 = 0,253$	$\gamma_2 = 0,243$	$\gamma_2 = 0,353$
-	$\varphi_0 = 60^\circ$	$\varphi_0 = 60,2^\circ$	$\varphi_0 = 62,2^\circ$	$\varphi_0 = 64,0^\circ$

**Результаты решения обратной задачи для кровли анизотропного слоя
по комплексу продольных и обменных волн**

Параметры среды Модель Верхнечонского нефтяного месторождения		Решение обратной задачи для кровли (<i>PP</i> - + <i>PS</i> -волны)		
		Шум 0 %	Шум 10 %	Шум 20 %
$V_{p1} = 4,66$	$V_{p2} = 5,92$	$V_{p2} = 5,92$	$V_{p2} = 5,92$	$V_{p2} = 5,92$
$V_{s1} = 2,33$	$V_{s2} = 2,9$	$V_{s2} = 2,9$	$V_{s2} = 2,9$	$V_{s2} = 2,9$
$\rho_1 = 2,2$	$\rho_2 = 2,6$	ρ_2 -известна	ρ_2 -известна	ρ_2 -известна
$\epsilon_1^{(v)} = 0$	$\epsilon_2^{(v)} = -0,039$	$\epsilon_2^{(v)} = -0,039$	$\epsilon_2^{(v)} = -0,038$	$\epsilon_2^{(v)} = -0,037$
$\delta_1^{(v)} = 0$	$\delta_2^{(v)} = -0,194$	$\delta_2^{(v)} = -0,194$	$\delta_2^{(v)} = -0,193$	$\delta_2^{(v)} = -0,180$
$\gamma_1 = 0$	$\gamma_2 = 0,253$	$\gamma_2 = 0,253$	$\gamma_2 = 0,245$	$\gamma_2 = 0,243$
-	$\varphi_0 = 60^\circ$	$\varphi_0 = 60,2^\circ$	$\varphi_0 = 62,2^\circ$	$\varphi_0 = 64,0^\circ$

Из табл. 1 следует, что при решении обратной задачи по данным продольных волн в случае 10 % шума скорости продольных и поперечных волн анизотропного слоя определяются практически точно, а коэффициенты анизотропии с погрешностью не более 0,002–0,010. В случае 20 % шума погрешности определения параметров анизотропии увеличиваются до 0,11 (наибольшая ошибка для γ_2), что нельзя считать допустимым.

Из сравнения табл. 1 и 2 видно, что при уровне помехи 20 % решение обратной задачи по комплексу *PP*- и *PS*-волн дает значительно большую точность оценок всех коэффициентов анизотропии, погрешности не превышают 0,01. Таким образом, совместная инверсия амплитуд продольных и обменных волн в анизотропных средах обладает большей помехоустойчивостью по сравнению с продольными волнами.

Заключение

В работе предложена новая методика AVOA-инверсии, позволяющая изучать анизотропные свойства среды по отражениям продольных и обменных волн от контрастных границ. Упругие параметры анизотропного слоя определяются методом нелинейной оптимизации. В оптимизационном алгоритме используется точное решение для коэффициентов отражения *PP*- и *PS*-волн. Использование комплекса продольных и обменных волн позволяет повысить помехоустойчивость алгоритма и увеличить точность определения параметров анизотропной среды. Тестирование алгоритма на модельных данных для Верхнечонского нефтяного месторождения показало, что при хорошем качестве полевых материалов (отношение сигнал/помеха ≥ 5) упругие параметры анизотропного слоя определяются с высокой точностью. В дальнейшем предполагается опробовать разработанные алгоритмы на синтетических и полевых данных.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Горшкалёв С. Б., Афонина Е. В., Карстен В. В. Поляризационный анализ отраженных PS-волн в неоднородных азимутально-анизотропных средах // Геофизические методы исследования земной коры: материалы Всероссийской конференции, посвященной 100-летию со дня рождения академика Н. Н. Пузырёва (Новосибирск, 8–13 декабря 2014 г.). – Новосибирск : Изд-во ИНГГ СО РАН, 2014. – С. 6–11.
2. Литтау О. А., Новокрестьян А. В., Баяк И. О. Изучение амплитуд отраженных волн в лучевом приближении для анизотропных сред с высококонтрастными границами // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2017. – № 12. – С. 40–47.
3. Лыхин П. А., Нефедкина Т. В. Потенциал нелинейной AVOA инверсии отраженных продольных волн для изучения трещиноватых карбонатных коллекторов нефти и газа // Технологии сейсморазведки. – 2017. – № 2. – С. 59–68.
4. Нефедкина Т. В., Курдюкова Т. В., Бузлуков В. В. Обратная динамическая задача сейсмики по AVO-данным продольных и обменных волн // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40, № 7. – С. 1109–1115.
5. Нефедкина Т. В., Лыхин П. А. Применимость линеаризованных аппроксимаций коэффициента отражения продольных волн для азимутального анализа амплитуд PP отражений в анизотропных средах // Технологии сейсморазведки. – 2016. – № 4. – С. 21–32.
6. Петрашень Г. И., Каштан Б. М., Ковтун А. А. Распространение объемных волн и методы расчета волновых полей в анизотропных упругих средах / Сборник научных трудов под ред. Г. И. Петрашеня. – Л. : Наука, 1984. – 282 с.
7. Jilek P. Modeling and Inversion of Converted-Wave Reflection Coefficients in Anisotropic Media: A Tool for Quantitative AVO Analysis. – PhD Thesis. – 2001.
8. Ruger A. Reflection Coefficients and Azimuthal AVO Analysis in Anisotropic Media // Society of Exploration Geophysics. – 2001. – 185 p.
9. Schoenberg M., Protazio J. “Zoeppritz” rationalized and generalized to anisotropy // Journal of seismic exploration. – 1992. – N 1. – P. 125–144.

REFERENCES

1. Gorshkal'ov S. B., Afonina E. V., Karsten V. V. Poljariizatsionnyj analiz otrazhjonnyh PS-voln v neodnorodnyh azimutal'no-anizotropnyh sredah // Geofizicheskie metody issledovanija zemnoj kory: materialy Vserossijskoj konferencii, posvjashhjonnoj 100-letiju so dnja rozhdenija akademika N.N. Puzyr'jova (Novosibirsk, 8-13 dekabnja 2014 g.). – Novosibirsk : Izd-vo INGG SO RAN, 2014. – S. 6–11.
2. Littau O. A., Novokreshhin A. V., Bajuk I. O. Izuchenie amplitud otrazhennyh voln v lucheovom priblizhenii dlja anizotropnyh sred s vysokokontrastnymi granicami // Avtomatizacija, telemehanizacija i svjaz' v neftjanoj promyshlennosti. – 2017. – № 12. – S. 40–47.
3. Lyhin P. A., Nefedkina T. V. Potencial nelinejnoj AVOA inversii otrazhjonnyh prodol'nyh voln dlja izuchenija treshhinovatyh karbonatnyh kollektorov nefti i gaza // Tehnologii sejsmorazvedki. – 2017. – № 2. – S. 59–68.
4. Nefedkina T. V., Kurdjukova T. V., Buzlukov V. V. Obratnaja dinamicheskaja zadacha sejsmiki po AVO-dannym prodol'nyh i obmennyh voln // Geologija i geofizika. – 1999. – T. 40, № 7. – S. 1109–1115.
5. Nefedkina T. V., Lyhin P. A. Primenimost' linearizovannyh approksimacij koeficienta otrazhenija prodol'nyh voln dlja azimutal'nogo analiza amplitud PP otrazhenij v anizotropnyh sredah // Tehnologii sejsmorazvedki. – 2016. – № 4. – S. 21–32.
6. Petrashen' G. I., Kashtan B. M., Kovtun A. A. Rasprostranenie obemnyh voln i metody rascheta volnovykh polej v anizotropnyh uprugih sredah / Sbornik nauchnyh trudov pod red. G. I. Petrashenja. – L. : Nauka, 1984. – 282 s.

7. Jilek P. Modeling and Inversion of Converted-Wave Reflection Coefficients in Anisotropic Media: A Tool for Quantitative AVO Analysis. – PhD Thesis. – 2001.
8. Ruger A. Reflection Coefficients and Azimuthal AVO Analysis in Anisotropic Media // Society of Exploration Geophysics. – 2001. – 185 p.
9. Schoenberg M., Protazio J. “Zoeppritz” rationalized and generalized to anisotropy // Journal of seismic exploration. – 1992. – N 1. – P. 125–144.

© П. А. Лыхин, Т. В. Нефедкина, 2018

МОДЕЛИРОВАНИЕ И ИНВЕРСИЯ ЭЛЕКТРОКАРОТАЖНЫХ ДАННЫХ В МОДЕЛЯХ С ПОЛНЫМ ТЕНЗОРОМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ АНИЗОТРОПИИ И НАКЛОНОМ ЕГО ГЛАВНЫХ ОСЕЙ

Вячеслав Николаевич Глинских

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор физико-математических наук, зав. лабораторией скважинной геофизики; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа; Новосибирский государственный технический университет, 630073, Россия, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, профессор кафедры геофизических систем, тел. (383)330-45-05, e-mail: GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Олег Валентинович Нечаев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник лаборатории скважинной геофизики, тел. (383)330-45-05, e-mail: NechaevOV@ipgg.sbras.ru

Юрий Федорович Филиппов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории сейсмического моделирования природных нефтегазовых систем, тел. (383)330-13-62, e-mail: PhilippovYF@ipgg.sbras.ru

Разработаны алгоритмы трехмерного моделирования и инверсии данных комплекса методов электрического каротажа в тонкослоистых терригенных и трещиноватых карбонатных коллекторах, характеризующихся полным тензором электропроводности. Выполнены количественные оценки элементов тензора электрической анизотропии и наклона его главных осей по комплексу методов БК и БКЗ.

Ключевые слова: численное моделирование и инверсия, прямая и обратная задачи, электрический каротаж, тонкослоистый и трещиноватый коллектор, геоэлектрическая модель, удельное электрическое сопротивление.

SIMULATION AND INVERSION OF ELECTRICAL LOGS IN MODELS WITH A COMPLETE TENSOR OF ELECTRICAL ANISOTROPY AND TILT OF ITS MAIN AXES

Vyacheslav N. Glinskikh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Head of Laboratory of Borehole Geophysics; Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Associate Professor Department of Geology of Oil-and-Gas Field; Novosibirsk State Technical University, 20, Prospect K. Marx St., Novosibirsk, 630073, Russia, Professor, Department of Geophysical Systems, phone: (383)330-45-05, e-mail: GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Oleg V. Nechaev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Laboratory of Borehole Geophysics, phone: (383)330-45-05, e-mail: NechaevOV@ipgg.sbras.ru

Yury Ph. Philippov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Laboratory of Seismic Modeling of Natural Oil and Gas Systems, phone: (383)330-13-62, e-mail: PhilippovYF@ipgg.sbras.ru

We have developed algorithms for three-dimensional simulation and inversion of data of suite of electrical logging methods in thin-layered terrigenous and fractured carbonate reservoirs, characterized by a complete electrical conductivity tensor. Quantitative estimates of the elements of the electric anisotropy tensor and tilt of its main axes by the complex of lateral logging and lateral logging sounding methods are performed.

Key words: numerical simulation and inversion, direct and inverse problems, electrical logging, thin-layered and fractured reservoir, geoelectric model, electrical resistivity.

Начиная от поиска перспективных объектов, определения их запасов и заканчивая контролем за разработкой месторождений, активно используются современные геофизические методы, позволяющие получить исчерпывающую информацию о нефтяных резервуарах. При изучении геологической среды большую роль играет реконструкция удельного электрического сопротивления (УЭС) горных пород. Оценка содержания нефти или газа в резервуарах выполняется по значениям УЭС горных пород на основе измерений в скважине электрическими и электромагнитными методами каротажа и результатов их интерпретации [1, 3, 4, 12, 14, 15].

Существуют геологические среды, интерпретация данных измерений в которых требует специализированного математического описания и разработки соответствующих вычислительных алгоритмов. К таким относятся горные породы, имеющие сложное пространственное распределение электрофизических параметров, а также характеризующиеся анизотропными свойствами. Хотя эффект электрической анизотропии наиболее выражен и глубоко изучен в осадочных породах, характеризующихся тонким чередованием прослоев разного литологического состава, например, в тонкослоистых песчано-глинистых коллекторах, он слабо изучен при исследовании трещиноватых карбонатных коллекторов, в которых наличие электрической анизотропии обусловлено системой субвертикальных трещин [5, 11]. Именно этим типом анизотропии обладают, в том числе глубокопрогруженные трещиноватые карбонатные коллекторы в доюрском фундаменте. Для изучения эффекта электрической анизотропии горных пород разрабатываются новые каротажные приборы [13, 16].

Известны современные зарубежные работы, направленные на изучение электрической анизотропии, в том числе обусловленной трещиноватостью, по данным многокомпонентных индукционных зондов в наклонных скважинах [18, 19]. Информация о преимущественном направлении трещиноватости играет существенную роль при проектировании наклонно-горизонтальных скважин, достоверная оценка которой возможна по комплексу методов скважинной электротометрии.

В Западной Сибири наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности карбонатных пород фундамента являются блоки органогенных и доломи-

тизированных известняков [2, 8, 10]. Аналогичная ситуация имеет место и в Новосибирской области, например, палеозойская нефтяная залежь Малоичского месторождения. Карбонатные коллекторы здесь относятся к сложному трещинно-кавернозно-поровому типу. При этом основные фильтрационные свойства в пластах и основной потенциал месторождений обусловлены макро-трещиноватостью коллекторов, а емкостные (матричные) – порами и кавернами. При этом именно наличие открытых трещин является доминирующим фактором продуктивности скважин. Увеличение потенциала Малоичского месторождения состоит в рациональной оптимизации размещения сети добывающих скважин, в точном локальном прогнозе высокодебитных трещинных резервуаров.

Выявление зависимости фильтрационно-емкостных свойств пластов, а, следовательно, и их продуктивности, от наличия открытых и глубинных трещин, вызывает определенные трудности применения стандартных методик интерпретации и моделирования такого типа коллекторов [7]. Поэтому для значительного продвижения в изучении отложений доюрского комплекса выполняется развитие программно-методического обеспечения численного моделирования и интерпретации данных электрических каротажных зондирований применительно к изучению сложно построенных карбонатных коллекторов, характеризующихся субвертикальной трещиноватостью [6, 9].

В рамках выполненных исследований изучение эффекта электрической анизотропии выполняется по комплексу электрических каротажных методов – бокового каротажного зондирования (БКЗ) и бокового каротажа (БК). Необходимость их комплексирования обусловлена различной чувствительностью к компонентам тензора электрической анизотропии. Так, сигналы зондов БКЗ имеют достаточную чувствительность к вертикальной компоненте анизотропии, а БК – к радиальной. Таким образом, по данным комплекса методов становится возможным определение элементов диагонального тензора электропроводности, а также оценки наклона главных осей тензора анизотропии.

Рассматривается модель среды, состоящая из скважины и пластов, в которых могут присутствовать цилиндрические зоны, обусловленные проникновением фильтрата бурового раствора. В скважине расположен зонд БКЗ (БК) с корпусом конечного диаметра. Геоэлектрическая модель среды описывается при помощи функции, которая определяет зависимость УЭС от пространственных координат и вектора параметров, содержащего значения УЭС пластов и различных зон, а также ширину зон и глубины границ пластов. Параметры скважины и зондов полагаем фиксированными. Среда анизотропная – УЭС имеет горизонтальную и вертикальную составляющую, при этом тензор УЭС характеризует угол наклона локальной системы координат, в которой тензор является диагональным, относительно оси скважины.

Результатом измерений зондами БКЗ и БК являются каротажные диаграммы, описываемые значениями кажущегося УЭС в зависимости от глубины по скважине. Под прямой задачей моделирования при помощи зондов БКЗ и БК будем понимать определение кажущегося УЭС по заданной функции распределения УЭС с фиксированным вектором параметров. Для его нахождения необхо-

можно знать значение электрического потенциала на измерительных электродах, а также силу тока, вытекающего из токового электрода в окружающую среду.

Численное решение прямой задачи в модели пространственно-неоднородной геологической среды основано на методе конечных элементов. Численное решение исходного уравнения Пуассона с помощью сеточного метода конечных элементов сводится к системе линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) с разреженной матрицей большой размерности. Для ее решения применяется метод разложения Холецкого. Применение прямого метода для задачи БКЗ позволяет разложение матрицы на произведение двух треугольных матриц выполнить один раз, а затем использовать его для нахождения нескольких решений СЛАУ. Это значительно повышает производительность при математическом моделировании трехмерных электрических полей в реалистичных моделях сред в задаче БКЗ.

В работе выполнен анализ использования базисных функций высоких порядков, что существенно уменьшает вычислительные затраты при решении прямой задачи. С их использованием возможно применение для решения СЛАУ многоуровневого алгоритма, который при использовании базиса первого порядка вырождается в простой метод сопряженных градиентов, что так же повышает вычислительную эффективность разработанных методов моделирования каротажа. Показано что применение двух этих подходов дает суммарное ускорение в 10 раз.

Выполнено численное моделирование и проведен анализ диаграмм БКЗ и БК в моделях сред с наклонной трещиноватостью (субвертикальной), а также тонкослоистостью (субгоризонтальной). На рис. 1 слева представлена геоэлектрическая модель с наклонной двуосной анизотропией, где ρ_h – горизонтальная компонента УЭС, ρ_v – вертикальная компонента УЭС, θ – угол наклона главных осей тензора к оси скважины, справа – синтетические диаграммы БК и БКЗ.

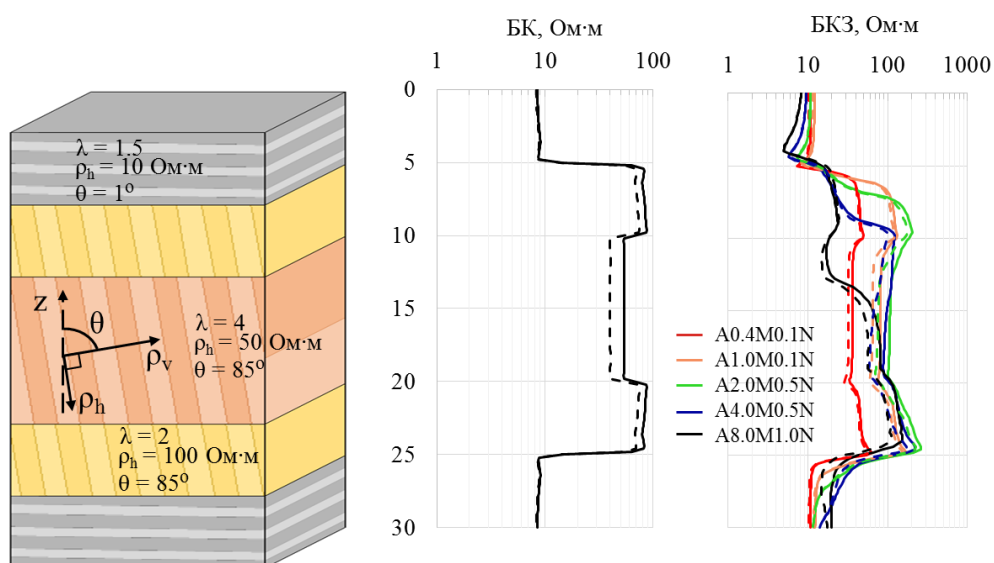


Рис. 1. Геоэлектрическая модель с наклонной тонкой слоистостью и трещиноватостью (слева) и синтетические диаграммы БК и БКЗ (справа)

Модель описывает карбонатный разрез с интервалом разуплотнения, характеризующегося субвертикальной трещиноватостью. Высокоомные анизотропные пласты с отличными наборами электрофизических параметров перекрыты и подстилаются аргиллитами, имеющих тонкую слоистость, и также обладающих анизотропными свойствами. Приведены диаграммы БК и БКЗ, рассчитанные для параметров, указанных на приведенном рисунке, а также для случая с нулевым углом наклона главных осей тензора анизотропии УЭС. Как видно из приведенных диаграмм, на сигналы зондов БК и БКЗ данный тип анизотропии, а именно наклон осей анизотропии, оказывает значительное влияние.

Выполненные расчеты указывают на возможности оценки наклона тонкой слоистости осадочных отложений и трещиноватости карбонатных пород по комплексу методов электрометрии на основе совместной численной инверсии данных БК и БКЗ в трехмерной модели с наклонной двуслойной анизотропией.

Получено решение обратной задачи электрического каротажа для определения компонент тензора анизотропии и наклона его главных осей. Формулировка обратной задачи состоит в определении параметров некоторой интерпретационной модели околоскважинного пространства и пластов, как минимизации расстояния между вектором реальных скважинных измерений и вектором синтетических данных, вычисленных при помощи алгоритма решения прямой задачи. Оптимизационный подход к решению обратной задачи состоит в минимизации целевой функции (невязки). Для решения обратной задачи используется модифицированный метод покоординатного спуска. Данный метод является модификацией метода, предложенного в [17].

В работе приводятся результаты тестирования разработанного алгоритма обратной задачи на зашумленных синтетических данных. Расчетами показано, что точнее всего удастся восстановить горизонтальную составляющую УЭС пласта. При этом восстановленная вертикальная составляющая УЭС имеет чуть большую погрешность по сравнению с горизонтальной. Что касается погрешности восстановления угла наклона главных осей тензора анизотропии УЭС, то она может достигать десятка градусов. Такая погрешность восстановления угла наклона является относительно большой, но предоставляется возможность восстановления этого параметра при помощи каротажных зондов, которые исходно не предназначены для решения подобных задач. При решении практических задач возможность подобной оценки дает дополнительную полезную информацию об околоскважинном пространстве. В завершении работы выполнено изучение возможностей оценки элементов тензора электрической анизотропии и наклона его главных осей высокоомных пород по практическим данным комплекса методов электрического каротажа.

Таким образом, результатами проведенных исследований установлены возможности оценки наклона тонкой слоистости осадочных отложений и субвертикальной трещиноватости карбонатных отложений по результатам совместной численной инверсии данных БК и БКЗ в трехмерной модели с наклонной анизотропией. Установлены макроанизотропные свойства терригенных и кар-

бонатных горных пород по каротажным данным с использованием алгоритмов трехмерного моделирования и инверсии.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Министерства образования, науки и инновационной политики Новосибирской области в рамках научного проекта № 17-45-540530 р_а.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Каюров К. Н., Еремин В. Н., Эпов М. И., Глинских В. Н., Сухорукова К. В., Никитенко М. Н. Аппаратура и интерпретационная база электромагнитного каротажа в процессе бурения // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 12. – С. 112–115.
2. Вышемирский В. С., Запывалов Н. П. Нефтегазоносность палеозоя юго-востока Западно-Сибирской плиты // Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока. – Новосибирск : Наука. Сиб. отд-ние, 1981. – С. 90–105.
3. Глинских В. Н., Никитенко М. Н., Эпов М. И. Линеаризованные решения двумерных прямой и обратной задач высокочастотного электромагнитного каротажа в проводящих средах с учетом токов смещения // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 12. – С. 1942–1951.
4. Глинских В. Н., Никитенко М. Н., Эпов М. И. Моделирование и инверсия данных электромагнитных зондирований в пластах конечной мощности, вскрытых на биополимерных и нефтяных буровых растворах // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 11. – С. 1803–1813.
5. Эпов М. И., Никитенко М. Н., Глинских В. Н., Еремин В. Н. Изучение электрической макроанизотропии интервалов наклонно-горизонтальных скважин по данным высокочастотного индукционного каротажа в процессе бурения // Каротажник. – 2016. – № 11. – С. 94–109.
6. Глинских В. Н., Каюров Н. К., Михайлов И. В., Нечаев О. В. Интерпретация данных электрических зондирований в карбонатных коллекторах доюрского фундамента юго-востока Западно-Сибирской плиты на основе двумерной численной инверсии (Арчинское месторождение) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 5. – С. 24–31.
7. Каюров Н. К. Петрофизический анализ данных геофизических исследований скважин в отложениях палеозоя и коры выветривания юго-востока Западно-Сибирской платформы (Томская область) // Каротажник. – 2017. – № 1. – С. 20–30.
8. Конторович В. А., Бердникова С. А., Калинина Л. М., Лапковский В. В., Поляков А. А., Соловьев М. В. Модель геологического строения и нефтегазоносность зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений в Чузикско-Чижапской зоне нефтегазоаккумуляции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 5–6. – С. 91–102.
9. Нечаев О. В., Глинских В. Н. Быстрый прямой метод решения обратной задачи электрического каротажа в нефтегазовых скважинах // Вестник НГУ. Серия: Информационные технологии. – 2017. – Т. 15. – № 4. – С. 53–63.
10. Сурков В. С., Жеро О. Г., Рожок Н. Г., Салманов Ф. К., Иванов И. А. Строение и перспективы нефтегазоносности доюрских отложений Западной Сибири по результатам геофизических работ и бурения // Региональные геофизические исследования глубинного строения земной коры. – М. : Недра, 1978. – С. 72–78.
11. Сухорукова К. В., Петров А. М., Нечаев О. В. Численная инверсия данных электрокаротажа в интервалах анизотропных глинистых отложений // Каротажник. – 2017. – Вып. 247. – С. 34–48.

12. Эпов М. И., Глинских В. Н., Сухорукова К. В., Никитенко М. Н., Еремин В. Н. Численное моделирование и инверсия данных электромагнитного каротажа в процессе бурения и шаблонирования нефтегазовых скважин // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56. – № 8. – С. 1520–1529.
13. Эпов М. И., Еремин В. Н., Петров А. Н., Глинских В. Н. Электромагнитный зонд для каротажа в нефтегазовых скважинах // Патент на изобретение RU 2583867. 20.02.2015.
14. Эпов М. И., Глинских В. Н. Быстрое двумерное моделирование высокочастотного электромагнитного поля для задач каротажа // Геология и геофизика. – 2003. – Т. 44. – № 9. – С. 942–952.
15. Эпов М. И., Глинских В. Н. Линеаризация относительных характеристик высокочастотного магнитного поля в двумерных проводящих средах // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 2. – С. 266–274.
16. Эпов М. И., Глинских В. Н., Никитенко М. Н. Способ измерения удельной электропроводности и электрической макроанизотропии горных пород // Патент на изобретение RU 2525149. 23.04.2013.
17. Lewis R. M., Torczon V., Trosset M. W. Direct search methods: then and now // Journal of Computational and Applied Mathematics. – 2000. – Vol. 124. – № 1. – P. 191–207.
18. Horstmann M., Sun K., Berger P. et al. Resistivity anisotropy and formation dip evaluation in vertical and low angle wells using LWD directional electromagnetic measurements // SPWLA 56th Annual Logging Symposium, Long Beach, USA, July 18–22, 2015. – Long Beach, USA. – 2015. – Paper LLLL. – 17 p.
19. Wu P., Barber T., Wang G. et al. Fracture characterization using triaxial induction tools // SPWLA 54th Annual Logging Symposium, New Orleans, USA, June 22–26, 2013. – New Orleans, USA. – 2013. – Paper CC. – 16 p.

REFERENCES

1. Kayurov K. N., Eremin V. N., Epov M. I., Glinskih V. N., Suhorukova K. V., Nikitenko M. N. Apparatura i interpretacionnaya baza ehlektromagnitnogo karotazha v processe bureniya // Neftyanoe hozyajstvo. – 2014. – № 12. – S. 112–115.
2. Vyshemirskij V. S., Zapivalov N. P. Neftegazonosnost' paleozoya yugo-vostoka Zapadno-Sibirskoj plity // Neftegazonosnost' Sibiri i Dal'nego Vostoka. – Novosibirsk : Nauka. Sib. otd-nie, 1981. – S. 90–105.
3. Glinskih V. N., Nikitenko M. N., Epov M. I. Linearizovannye resheniya dvumernyh pryamoj i obratnoj zadach vysokochastotnogo ehlektromagnitnogo karotazha v provodyashchih sredah s uchyotom tokov smeshcheniya // Geologiya i geofizika. – 2013. – Т. 54. – № 12. – S. 1942–1951.
4. Glinskih V. N., Nikitenko M. N., Epov M. I. Modelirovanie i inversiya dannyh ehlektromagnitnyh zondirovanij v plastah konechnoj moshchnosti, vskrytyh na biopolimernyh i neftyanyh burovnyh rastvorah // Geologiya i geofizika. – 2013. – Т. 54. – № 11. – S. 1803–1813.
5. Epov M. I., Nikitenko M. N., Glinskih V. N., Eremin V. N. Izuchenie ehlektricheskoy makroanizotropii intervalov naklonno-gorizonta'nyh skvazhin po dannym vysokochastotnogo indukcionnogo karotazha v processe bureniya // Karotazhnik. – 2016. – № 11. – S. 94–109.
6. Glinskih V. N., Kayurov N. K., Mihajlov I. V., Nechaev O. V. Interpretaciya dannyh ehlektricheskikh zondirovanij v karbonatnyh kollektorah doyrskogo fundamenta yugo-vostoka Zapadno-Sibirskoj plity na osnove dvumernoj chislennoj inversii (Archinskoe mestorozhdenie) // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – 2017. – № 5. – S. 24–31.
7. Kayurov N. K. Petrofizicheskij analiz dannyh geofizicheskikh issledovanij skvazhin v otlozheniyah paleozoya i kory vyvetrivanija yugo-vostoka Zapadno-Sibirskoj platformy (Tomskaya oblast') // Karotazhnik. – 2017. – № 1. – S. 20–30.

8. Kontorovich V. A., Berdnikova S. A., Kalinina L. M., Lapkovskij V. V., Polyakov A. A., Solov'ev M. V. Model' geologicheskogo stroeniya i neftegazonosnost' zony kontakta paleozojskih i mezozojskih otlozhenij v CHuziksko-CHizhapskoj zone neftegazonakopleniya // *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij*. – 2006. – № 5-6. – S. 91–102.
9. Nechaev O. V., Glinskih V. N. Bystryj pryamoj metod resheniya obratnoj zadachi ehlektricheskogo karotazha v neftegazovyh skvazhinah // *Vestnik NGU. Seriya: Informacionnye tekhnologii*. – 2017. – T. 15. – № 4. – S. 53–63.
10. Surkov V. S., ZHero O. G., Rozhok N. G., Salmanov F. K., Ivanov I. A. Stroenie i perspektivy neftegazonosnosti doyrskih otlozhenij Zapadnoj Sibiri po rezul'tatam geofizicheskikh rabot i bureniya // *Regional'nye geofizicheskie issledovaniya glubinnogo stroeniya zemnoj kory*. – M. : Nedra, 1978. – S. 72–78.
11. Suhorukova K. V., Petrov A. M., Nechaev O. V. CHislennaya inversiya dannyh ehlektrokarotazha v intervalah anizotropnyh glinistyh otlozhenij // *Karotazhnik*. – 2017. – Vyp. 247. – S. 34–48.
12. Epov M. I., Glinskih V. N., Suhorukova K. V., Nikitenko M. N., Eremin V. N. CHislennoe modelirovanie i inversiya dannyh ehlektromagnitnogo karotazha v processe bureniya i shablonirovaniya neftegazovyh skvazhin // *Geologiya i geofizika*. – 2015. – T. 56. – № 8. – S. 1520–1529.
13. Epov M. I., Eremin V. N., Petrov A. N., Glinskih V. N. Elektromagnitnyj zond dlya karotazha v neftegazovyh skvazhinah // *Patent na izobretenie RU 2583867*. 20.02.2015.
14. Epov M. I., Glinskih V. N. Bystroe dvumernoe modelirovanie vysokochastotnogo ehlektromagnitnogo polya dlya zadach karotazha // *Geologiya i geofizika*. – 2003. – T. 44. – № 9. – S. 942–952.
15. Epov M. I., Glinskih V. N. Linearizaciya odnositel'nyh harakteristik vysokochastotnogo magnitnogo polya v dvumernyh provodyashchih sredah // *Geologiya i geofizika*. – 2004. – T. 45. – № 2. – S. 266–274.
16. Epov M. I., Glinskih V. N., Nikitenko M. N. Sposob izmereniya udel'noj ehlektroprovodnosti i ehlektricheskoy makroanizotropii gornyh porod // *Patent na izobretenie RU 2525149*. 23.04.2013.
17. Lewis R. M., Torczon V., Trosset M. W. Direct search methods: then and now // *Journal of Computational and Applied Mathematics*. – 2000. – Vol. 124. – № 1. – P. 191–207.
18. Horstmann M., Sun K., Berger P. et al. Resistivity anisotropy and formation dip evaluation in vertical and low angle wells using LWD directional electromagnetic measurements // *SPWLA 56th Annual Logging Symposium, Long Beach, USA, July 18–22, 2015*. – Long Beach, USA. – 2015. – Paper LLLL. – 17 p.
19. Wu P., Barber T., Wang G. et al. Fracture characterization using triaxial induction tools // *SPWLA 54th Annual Logging Symposium, New Orleans, USA, June 22–26, 2013*. – New Orleans, USA. – 2013. – Paper CC. – 16 p.

© В. Н. Глинских, О. В. Нечаев, Ю. Ф. Филиппов, 2018

АЛГОРИТМ 3D КИНЕМАТИЧЕСКОЙ ТОМОГРАФИИ НА ОТРАЖЕННЫХ ВОЛНАХ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ НАЧАЛЬНОЙ СКОРОСТНОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ МИГРАЦИОННОГО СКОРОСТНОГО АНАЛИЗА

Кирилл Геннадьевич Гадильшин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-27-96, e-mail: gadylshin@gmail.com

Дмитрий Александрович Неклюдов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-27-96, e-mail: dmitn@mail.ru

Максим Игоревич Протасов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-27-96, e-mail: protasovmi@ngs.ru

Николай Григорьевич Исаков

ООО «Ингеосервис», 625019, Россия, г. Тюмень, ул. Республики, 211, заместитель генерального директора по обработке материалов сейсморазведки, тел. (345)221-52-94, e-mail: isakov@ingeos.info

Андрей Петрович Правдухин

ООО «Ингеосервис», 625019, Россия, г. Тюмень, ул. Республики, 211, начальник отдела обработки сейсмических данных, тел. (345)221-52-94, e-mail: andrey.pravduhin@ingeos.info

В настоящей работе мы предлагаем алгоритм 3D кинематической томографии для построения начальных глубинно-скоростных моделей для миграционного скоростного анализа. Он основывается на использовании результатов «временной» обработки, а именно: стандартного скоростного анализа и PSTM. На реальном примере показывается его эффективность.

Ключевые слова: глубинная миграция, глубинно-скоростная модель, томография, отраженные волны.

ALGORITHM OF 3D REFLECTION TOMOGRAPHY FOR INITIAL VELOCITY MODEL BUILDING FOR MVA

Kirill G. Gadylshin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, phone: (383)330-27-96, e-mail: gadylshin@gmail.com

Dmitry A. Neklyudov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, phone: (383)330-27-96, e-mail: dmitn@mail.ru

Maxim I. Protasov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, phone: (383)330-27-96, e-mail: protasovmi@ngs.ru

Nikolay G. Isakov

Ingeoservis LTD, 211, Respubliki St., Tyumen, 625019, Russia, Chief Specialist for Seismic Data Processing, phone: (345)221-52-94, e-mail: isakov@ingeos.info

Andrey P. Pravduhin

Ingeoservis LTD, 211, Respubliki St., Tyumen, 625019, Russia, Head of Seismic Processing Department, phone: (345)221-52-94, e-mail: andrey.pravduhin@ingeos.info

In this paper, we propose an algorithm for 3D kinematic tomography for constructing initial-depth-velocity models for migration velocity analysis. It is based on using the results of "time" processing, namely standard speed analysis and PSTM. Real example demonstrates effectiveness of the proposed approach.

Key words: prestack depth migration, velocity model building, migration velocity analysis, reflected waves.

Введение

В настоящее время глубинная миграция до суммирования (англ. Pre-Stack Depth Migration, PSDM) стала необходимым инструментом в практике обработки сейсмических данных. Результаты глубинной миграции, по устоявшейся традиции, называются глубинными сейсмическими изображениями изучаемой геологической среды. Их ценность особенно отчетливо проявляется в районах со сложным строением, при наличии сильной латеральной изменчивости свойств геологического разреза. Степень достоверности «глубинных» изображений полностью зависит от адекватности глубинно-скоростной модели среды, в которую выполняется PSDM. Для построения глубинно-скоростных моделей, как правило, используются алгоритмы, основанные на использовании кинематических характеристик зарегистрированных волновых полей. Детальный обзор существующих методов построения глубинно-скоростных моделей выходит за рамки настоящей статьи, отметим лишь основные особенности применения алгоритмов кинематической томографии для данных сейсморазведки по методу отраженных волн (МОВ). Основной особенностью является тот факт, что получение входных данных – времен пробега отраженных волн – весьма затруднено (по сравнению с кинематической томографией, основанной на использовании проходящих, головных или рефрагированных волн, наблюдающихся в первых вступлениях сейсмических записей). Это связано с двумя факторами: 1) объем сейсмических данных, регистрируемых в 3D МОВ, очень велик, в настоящее время речь идет о десятках (и сотнях) терабайт; 2) качество самих данных – сейсмограммы МОВ, как правило, представляют собой сложную картину интерферирующих вступлений волн различных типов.

Сама идентификация отраженных волн даже на данных, прошедших предварительную обработку, весьма непроста: протяженные вступления отраженных волн трудно различимы «на глаз», зачастую маскируются сильным фоном когерентных и случайных помех. Все это практически полностью исключает возможность «ручного» пикирования времен вступлений отраженных волн.

Стандартным практическим методом построения глубинно-скоростных моделей в настоящее время стал «миграционный скоростной анализ» (англ. Migration Velocity Analysis, [1], MVA). Основная идея, заложенная в MVA, в упрощенном виде может быть описана следующим образом. При наличии некоторой, весьма приближенной, начальной глубинно-скоростной модели среды PSDM может быть проведена в нее независимо для набора сейсмограмм общего удаления (OU). Набор полученных изображений, соответствующих каждому выносу (и набору азимутов), упорядочиваются в так называемые сейсмограммы общей точки изображения (англ. Common Image Gathers, CIG). Каждая трасса CIG соответствует глубинному изображению в фиксированной точке площади при определенном выносе (и азимуте), т. е. CIG состоит из всех мигрированных трасс, полученных с разных удалений и изображающих одну и ту же «область» среды. Если PSDM была выполнена с «правильной» скоростной моделью, то мигрированные отражения на CIG будут выпрямлены, так как изображения одной и той же отражающей площадки должны находиться на одинаковой глубине, в независимости от того, с какого выноса строилось это изображение. Если же скоростная модель была неадекватна, мигрированные отражения на CIG будут иметь кривизну (или же, говоря другими словами, будут иметь остаточный годограф). Анализ остаточных годографов, проведенный по всему объему сейсмического изображения, позволяет скорректировать текущую глубинно-скоростную модель: кривизна каждого когерентного события на CIG, которое отождествляется с отражателем, пересчитывается в невязку времен пробега соответствующей отраженной волны от этой отражающей площадки (под невязками времен здесь подразумевается разница времен пробега отраженной волны в текущей и «правильной» скоростной модели). Полученные невязки идут на вход процедуре кинематической томографии, в результате работы которой получается уточнение скоростной модели, минимизирующее невязки времен пробега и, соответственно, уменьшающее кривизну остаточных годографов на CIG.

Недостаток MVA заключается в необходимости делать PSDM на каждом шаге уточнения скоростной модели. При обработке данных сейсморазведки 3D это может занимать очень много времени. Цель настоящей работы – предложить простой и относительно дешевый алгоритм 3D-томографии для того, чтобы сократить количество «дорогих» итераций MVA на первых этапах построения скоростной модели. Для этого мы предлагаем использовать данные, полученные при «временной» обработке.

Описание метода

PSDM всегда выполняется на заключительном этапе обработки сейсмических данных. На предшествующих этапах, как правило, всегда строятся «временные изображения» изучаемого района с помощью временной миграции до суммирования (англ. Pre-stack Time Migration, PSTM). На кубах изображений PSTM производится предварительная интерпретация, пикирование основных отражающих горизонтов. На этапах, предвещающих глубинную миграцию (мы будем называть этот этап этапом «временной» обработки) всегда строятся скорости суммирования ОГТ, $V_{\text{ОГТ}}$, и скорости временной миграции, $V_{\text{МIG}}$ (которые, как предполагается, аппроксимируют среднеквадратические скорости, V_{RMS}). Имея эти данные, можно построить эффективный алгоритм кинематической томографии на отраженных волнах, с помощью которого существенно сократить число очень дорогих итераций MVA. Ниже мы опишем детально предлагаемый алгоритм. Вначале сформулируем, что же является входными данными для предлагаемого алгоритма.

1. Начальная глубинно-скоростная модель. Как правило, она строится из имеющихся скоростей временной миграции $V_{\text{МIG}}$ путем пересчета их в интервальные скорости по формуле Дикса. В большинстве случаев даже в районах с умеренными латеральными вариациями скоростей подобная модель весьма далека от приемлемой глубинно-скоростной модели, которая бы обеспечила построение достоверного глубинного изображения.

2. Набор снятых на суммарном кубе PSTM основных отражающих горизонтов $T_{\text{IM}}^j(X_{\text{IM}}, Y_{\text{IM}})$, $j = 1, \dots, N$, задаваемых в виде таблицы $(X_{\text{IM}} \ Y_{\text{IM}} \ T_{\text{IM}})$, где $X_{\text{IM}}, Y_{\text{IM}}$ – координаты точки на поверхности наблюдений в изображении PSTM, T_{IM} – соответствующее время.

3. Куб скоростей ОГТ, $V_{\text{ОГТ}}(X_{\text{СМР}}, Y_{\text{СМР}}, T_0; az)$ (возможно, зависящих от азимута, az). $X_{\text{СМР}}, Y_{\text{СМР}}$ – координаты средних точек на поверхности наблюдений, T_0 – время (двойное) по нормальному лучу.

Далее опишем сам алгоритм построения глубинно-скоростной модели по этапам. На первых этапах производится «численная демиграция через глубину» снятых «временных» отражающих поверхностей. Это происходит с использованием хорошо известной в сейсмике концепции «image ray» [3], т. е. «луча, строящего изображение». Этот термин используется для обозначения фиктивного луча, подходящего к поверхности наблюдения по нормали и соединяющего точку на поверхности наблюдения с отражающим горизонтом в глубине (далее для краткости мы будем обозначать его как «image»-луч).

Описанные ниже процедуры 1–5 производятся для каждой «временной» поверхности независимо.

1. Для каждой точки на поверхности $T_{\text{IM}}^j(X_{\text{IM}}, Y_{\text{IM}})$ в начальную модель трассируется «image»-луч. Он выпускается с поверхности наблюдений из текущей точки $(X_{\text{IM}}, Y_{\text{IM}})$ по нормали и продолжается в начальной глубинно-скоростной модели, пока не истечет время $T_{\text{IM}}/2$. В итоге определяется положение

ние соответствующей точки на отражающем горизонте в глубине (X, Y, Z) . Продолжая таким образом «image»-лучи для всех точек текущей «временной» поверхности, строится ее отображение в глубине в текущей скоростной модели. Таким образом, происходит «глубинная» миграция «временной» поверхности с помощью «image»-лучей [3]. Отметим, что, трассируя «image»-лучи, мы не получаем никакой информации о наклонах отражающих площадок. Все, что можно сказать, – «image»-луч касается отражающей площадки по истечении времени $T_{IM}/2$.

2. Определение нормалей к мигрированной поверхности в глубине. На предыдущем этапе было получено положение всех точек отражателя в глубине, что можно рассматривать как задание набора значений некоторой функции $Z_j(X, Y)$. Далее необходимо определить численно нормали к поверхности $Z_j(X, Y)$ каждой точке. Для каждой точки в глубине в некоторой наперед заданной апертуре набираются ее соседи и строится локальная плоскость, наиболее близкая ко всем выбранным точкам в смысле наименьших квадратов. Таким образом, решается классическая задача трехмерной линейной регрессии. В результате по нерегулярному «облаку» мигрированных точек отражателя (X, Y, Z) строится набор локальных отражающих площадок, каждая из которых характеризуется своей нормалью. Отметим, что при миграции в неадекватную глубинно-скоростную модель изначально гладкие «временные» горизонты могут потерять гладкость в глубине. Мы предполагаем, что сохраняется локальная гладкость, что достигается отбрасыванием максимальных/минимальных значений $Z_j(X, Y)$ при решении задачи локальной линейной регрессии и локальным сглаживанием полученных нормалей в некоторой апертуре.

3. Из каждой отражающей площадки к поверхности наблюдений трассируется нормальный луч. Таким образом численно строится соответствие мигрированной поверхности в глубине с кубом скоростей ОГТ, $V_{ОГТ}(X_{CMP}, Y_{CMP}, T_0)$. Этапы 1–3 фактически представляют собой «численную демиграцию через глубину» снятых «временных» отражающих поверхностей на кубе PSTM.

4. От каждой отражающей площадки с известной нормалью строится конус отраженных лучей. Для этого из глубины с некоторым шагом по углу раствора (угол отражения) и азимуту выпускается набор лучей. Каждые два сегмента, которые удовлетворяют в точке выхода (т. е. в точке отражения) закону Снеллиуса, образуют луч, соответствующий волне, отраженной от заданной площадки при заданном угле отражения и при заданном азимуте. Предположим, каждый из двух сегментов луча отраженной волны выходит на поверхность. Тогда отраженный луч на поверхности можно однозначно охарактеризовать следующими координатами: X_{CMP}, Y_{CMP} – координатами средней точки двух сегментов, абсолютным выносом h , т. е. расстоянием на поверхности между точками выхода и азимутом на поверхности α . При трассировке сегментов также вычисляется время пробега отраженной волны в текущей модели, которое можно записать как: $T_{CALC} = T_{CALC}(X_{CMP}, Y_{CMP}, h, \alpha)$.

5. Далее попробуем определить «наблюдаемые» времена в точке выхода отраженных лучей. Для этого мы предлагаем использовать скорости суммирования ОГТ и в качестве «реальных» наблюдаемых времен взять их гиперболическую аппроксимацию:

$$T_{OBS}(X_{CMP}, Y_{CMP}, h, \alpha) = \sqrt{T_0^2(X_{CMP}, Y_{CMP}) + \frac{h^2}{V_{OGT}^2(X_{CMP}, Y_{CMP}, T_0; \alpha)}}. \quad (1)$$

Для каждого отраженного луча, вышедшего на поверхность, не составляет труда по координатам X_{CMP}, Y_{CMP} найти соответствующее этой точке T_0 (для каждой мигрированной «временной» поверхности на шаге 3 мы уже определили «карту» $T_0(X, Y)$; здесь же еще раз отметим, что описываемая процедура производится с каждой поверхностью независимо) и, следовательно, найти нужное значение V_{OGT} . И рассчитать время по формуле (1) в текущей точке на поверхности. Отметим, что подобная аппроксимация реальных времен отраженных волн нередко встречается на практике [2]. Это связано с тем, что скорости суммирования ОГТ представляют собой интегральный параметр, который определяется по значительной выборке трасс, т. е. он очень устойчив. Скорости ОГТ очень тщательно контролируются обработчиком. В принципе, это сугубо кинематический атрибут, который в общем случае может не иметь ничего общего с реальным распределением интервальных скоростей в среде, но всегда характеризует поведение годографа отраженных волн в смысле регрессии, т. е. V_{OGT} характеризует гиперболу, наилучшим образом «ложась» на реальный годограф отраженной волны. Таким образом, мы получаем входные данные для стандартной кинематической томографии на отраженных волнах, где минимизируются невязки времен пробега отраженных волн $dT = T_{OBS} - T_{CALC}$, здесь времена вычисляются в точках выхода отраженных лучей с помощью лучевой трассировки для T_{CALC} и по формуле (1) для T_{OBS} .

6. Решение обратной кинематической задачи. Согласно стандартной схеме, принятой в кинематической томографии, составляется система линейных уравнений, связывающая наблюдаемые невязки отраженных волн dT с искомой поправкой параметров модели $\Delta\alpha$:

$$M\Delta\alpha = dT. \quad (2)$$

Здесь M обозначает томографическую матрицу, элементы которой – производные от времен пробега по параметрам модели. В нашем случае модель параметризуется значениями скоростей на трехмерной сетке, в каждой ячейке скорость предполагается постоянной. Матрица M заполняется на шаге 5, каждая поверхность соответствует блоку из строк в единой томографической матрице. Ее размерность в изотропном случае определяется как $N_{Rays} \times N_X N_Y N_Z$, где N_{Rays} – число успешно протрассированных отраженных лучей, $N_X N_Y N_Z$ –

количество ячеек сетки в области реконструкции. Отметим, что в нашем случае число строк на несколько порядков превосходит число столбцов.

Далее мы следуем схеме, предложенной в работе [1]. Вместо исходной системы (2) решается предобусловленная система

$$LMSR\Delta\alpha' = LdT, \quad (3)$$

где L – диагональная матрица взвешивания строк, R – диагональная матрица взвешивания столбцов, S – сглаживатель, представляющий собой 3D-свертку по пространству с гладким ядром. Система (3) решается методом IRLS (англ. Iterative Reweighted Least-Squares) [1] в норме $L1.5$, что подразумевает использование итерационного метода решения СЛАУ, такого как LSQR. Решение томографической системы с помощью IRLS позволяет получать решения, гораздо более устойчивые к резким «скачкам» невязок (outliers), что является существенной проблемой в подобного рода задачах при решении их стандартным методом наименьших квадратов.

После решения линейаризованной обратной кинематической задачи (3) и получения поправки к начальной скоростной модели шаги 1–6 повторяются в скорректированную модель. Таким образом происходит достаточно быстрое итерационное уточнение 3D глубинно-скоростной модели без привлечения дорогой процедуры PSDM. После нескольких глобальных итераций уточнение скоростной модели необходимо прекратить, так как гиперболическая аппроксимация самих времен пробега отраженных волн может оказаться недостаточной для достоверного восстановления скоростной модели, особенно в глубокой ее части. Полученный результат можно использовать как начальное приближение для стандартного MVA, который основан на гораздо более слабом предположении о форме остаточного годографа на CIG. Отметим, что «томографическое ядро», т. е. часть программы, отвечающая за решение обратной кинематической задачи, может быть одинакова что для описанного выше подхода, что для стандартной CIG-томографии.

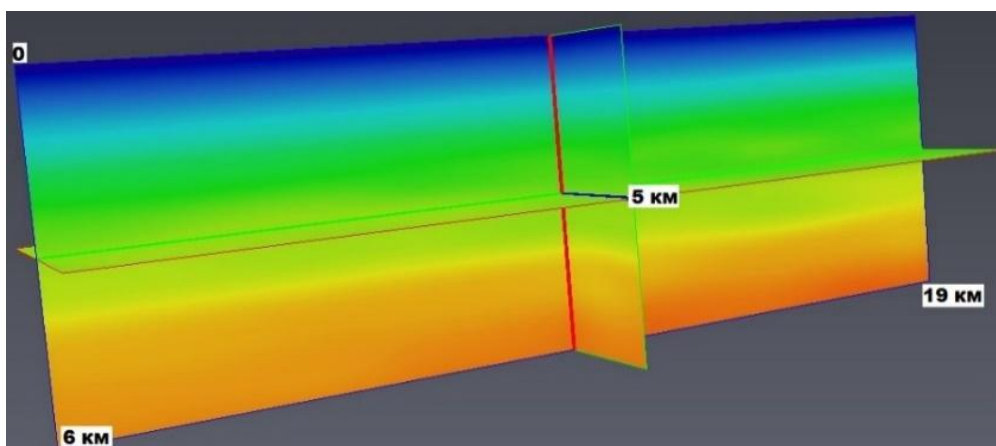


Рис. 1. Начальная глубинно-скоростная модель (скорости изменяются в диапазоне 1 500–4 400 м/с)

Численный эксперимент

Описанный выше подход использовался для построения глубинно-скоростной модели для участка одной из площадей Карского моря. Для эксперимента был выбран фрагмент с размерами $\sim 19 \times 5$ км, общая площадь примерно равна 100 км^2 . Глубина построения скоростной модели равна 6 км. Начальная скоростная модель, полученная конвертацией скоростей миграции в интервальные скорости по формуле Дикса, представлена на рис. 1. На кубе PSTM было снято 8 поверхностей. Результат PSDM в начальной скоростной модели представлен на рис. 2, А. Как можно видеть по сейсмограммам общей точки изображения, эта модель весьма далека от удовлетворительной. В нижней части изображений когерентные события не видны вовсе, что весьма затруднило бы применение стандартной CIG-томографии. PSDM, выполненная в уточненную модель, полученную предложенным выше способом, дает весьма удовлетворительный результат даже без применения CIG-томографии, что показывает достаточную эффективность алгоритма. В некоторых случаях он мог бы заменить стандартный MVA. Хотя, напомним, его основное предназначение – использоваться до MVA чтобы, обеспечить удовлетворительную начальную модель, которая могла бы быть быстро уточнена с минимальным количеством итераций MVA.

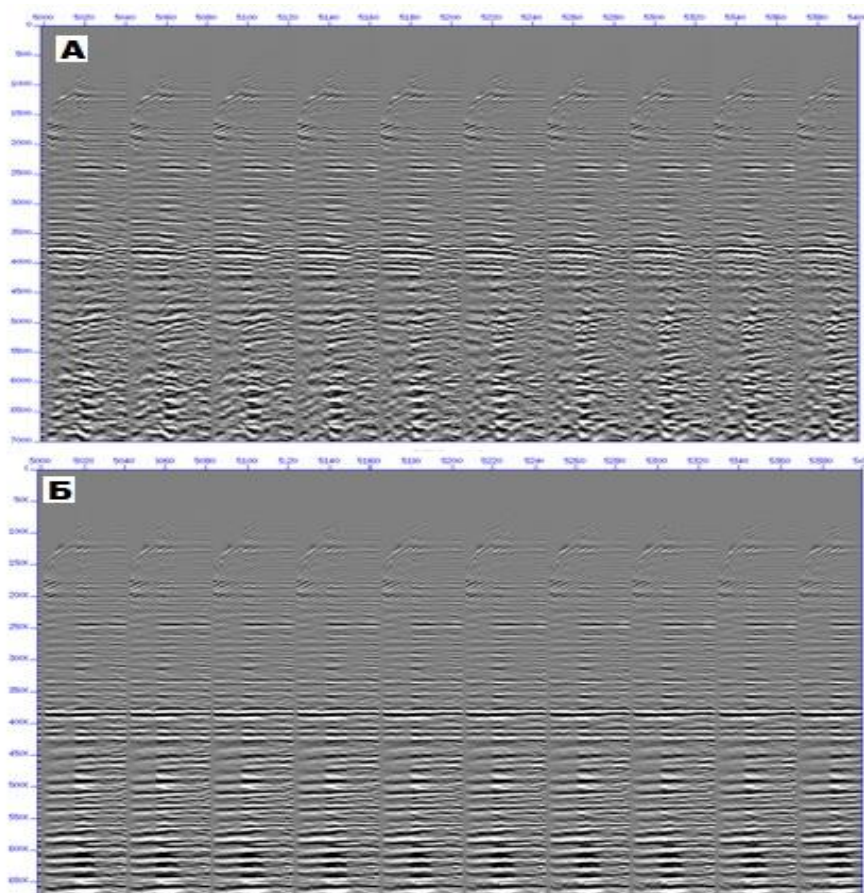


Рис. 2. CIG в начальной модели (А). CIG в модели, построенной с помощью описанного подхода (Б)

Работа выполнена при частичной поддержке грантов РФФИ № 17-05-00001 (М.П.) и 18-35-00253 (К.Г.)

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. A decade of tomography / V. Woodward, D. Nichols, O. Zdraveva et al. // Geophysics. – 2008. – Vol. 5. – P. VE5–VE11.
2. Fagin S. Model based depth imaging: monograph. – Talsa, USA : SEG, 1999. – 120 s.
3. Hubral P., Krey T. Interval velocities from seismic reflection time measurements: monograph. – Talsa, USA : SEG, 1980. – 203 s.

© К. Г. Гадильшин, Д. А. Неклюдов, М. И. Протасов,
Н. Г. Исаков, А. П. Правдухин, 2018

ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ СОБСТВЕННОГО ШУМА ЗОНДОВ АППАРАТУРЫ СКЛ-160 В УСЛОВИЯХ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Георгий Владимирович Москалев

Новосибирский государственный технический университет, 630073, Россия, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, студент, e-mail: gmoskalev95@gmail.com

Андрей Юрьевич Соболев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3; Новосибирский государственный технический университет, 630073, Россия, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, e-mail: SobolevAY@ipgg.sbras.ru

Сделана оценка параметров собственного шума зондов ВИКИЗ автономной аппаратуры СКЛ-160 в скважинных условиях по данным месторождений Западной Сибири. Впервые показано, что шум при измерении относительных амплитуд, выраженный в кажущихся УЭС, примерно вдвое выше, чем при измерении разностей фаз.

Ключевые слова: СКЛ-160, ВИКИЗ, аппаратный шум, оценка шума.

NOISE LEVEL PARAMETERS ESTIMATION OF THE SKL-160 PROBES UNDER THE OIL AND GAS WELLS CONDITIONS OF WESTERN SIBERIA

Georgiy V. Moskalev

Novosibirsk State Technical University, 20, Prospect K. Marx St., Novosibirsk, 630073, Russia, Student, e-mail: gmoskalev95@gmail.com

Andrey Y. Sobolev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia; Novosibirsk State Technical University, 20, Prospect K. Marx St., Novosibirsk, 630073, Russia, Ph. D., Senior Researcher, e-mail: SobolevAY@ipgg.sbras.ru

The noise level parameters estimation of the VIKIZ probes of the SKL-160 autonomous device under the borehole conditions based on Western Siberia location data are estimated. It is shown for the first time that the noise for attenuation probes transformed into apparent resistivity is approximately twice as high as for phase difference probes.

Key words: SKL-160, VIKIZ, hardware noise, noise level estimation.

Погрешности аппаратуры, в том числе уход сигнала и собственный шум, являются предметом пристального контроля и изучения производителя аппаратуры. Метрологические характеристики кабельных и некоторых автономных зондов высокочастотного индукционного зондирования (ВИКИЗ) НПП ГА «Луч», измеряющих разности фаз в приемных катушках, изучаются в метрологическом баке ИНГГ СО РАН, заполненном соленой водой [1, 2], где записываются каротажные кривые профилирования границы «воздух–вода» зондами ВИКИЗ при комнатной температуре, и в том числе изучаются собственные шумы [3]. Однако погрешности амплитудных измерений ВИКИЗ недос-

таточно исследованы, что приводит к тому, что они фактически отбрасываются, несмотря на их полезность [4]. Условия в скважине (давление и температура) могут достаточно сильно отличаться от условий на поверхности. Используя технологические стоянки прибора в скважине, можно изучать аппаратный шум в скважинных условиях.

При проведении каротажа автономной аппаратурой, спускаемой на буровых трубах, запись сигналов скважинной аппаратуры во внутреннюю память происходит постоянно. Аппаратура СКЛ-160 регистрирует сигналы с частотой 4 Гц, записывая в минуту около 240 значений в каждом из 50-70 каналов в зависимости от конкретного состава комплекса. Технологически при записи автономной аппаратурой на буровых трубах через каждые 24 или 36 м (длина свечи) производится стоянка от одной до нескольких минут. Колебания колонны затухают достаточно быстро, это видно по данным акселерометров, и неподвижный прибор записывает несколько сотен отсчетов по каждому каналу в этой конкретной точке при скважинных условиях: температуре и давлении.

Наземная часть автономного комплекса регистрирует положение (перемещение) крюка талевого блока буровой колонны и вес на крюке. Последующая обработка этих данных в сочетании с данными акселерометра скважинной части аппаратуры позволяет определить перемещение низа буровой колонны и, следовательно, зонда, и привязать показания приборов к глубинам по скважине [5, 6]. На этом этапе информация о записях зондов во время стоянок утрачивается. Для изучения характеристик шумовой составляющей сигнала мы, напротив, выберем именно интервалы стоянок аппаратуры в открытом стволе скважины.

Использованы повременные каротажные и технологические записи автономной аппаратуры СКЛ-160, полученные в 14 скважинах на трех месторождениях Западной Сибири. Записи размечались в программе RealDepth5 [5, 6] на основе данных акселерометра (рис. 1), затем специально написанной программой выделялись интервалы стоянок [7].

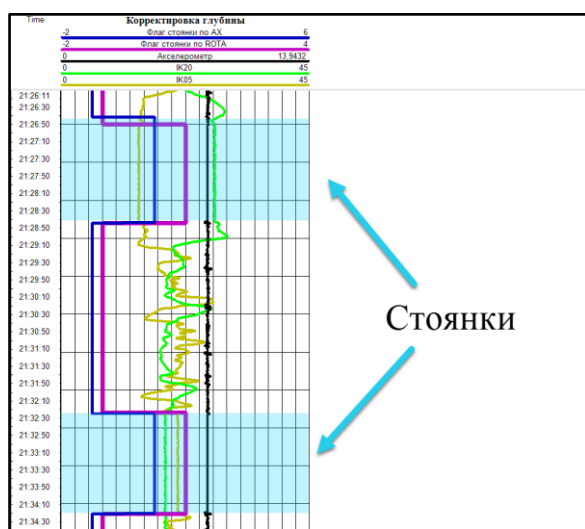


Рис. 1. Пример каротажных кривых метода ВИКИЗ и интервалы стоянок, выделенные по данным акселерометрии в программе RealDepth5

Получено 1 330 стоянок размером более 300 точек, суммарно более 864 000 отсчетов по каждому каналу (рис. 2, а). Большинство стоянок длится около двух минут (около 500 точек).

В большинстве стоянок записи сигналов ВИКИЗ (разности фаз и относительные амплитуды) выглядят как случайный шум. Гистограмма распределения значений напоминает кривую Гаусса (рис. 2, б), что позволяет выдвинуть гипотезу о нормальном распределении значений во время стоянки, рассчитать среднее значение и дисперсию, другие моменты (коэффициенты асимметрии и эксцесса) и проверить гипотезу. Распределение средних значений на примере зонда IK14 показано на рис. 3, а, в разных стоянках этот зонд показывал от 3 ° до почти 40 °.

Практически использована функция *normaltest* библиотеки SciPy, основанная на критерии Пирсона с оптимальной группировкой.

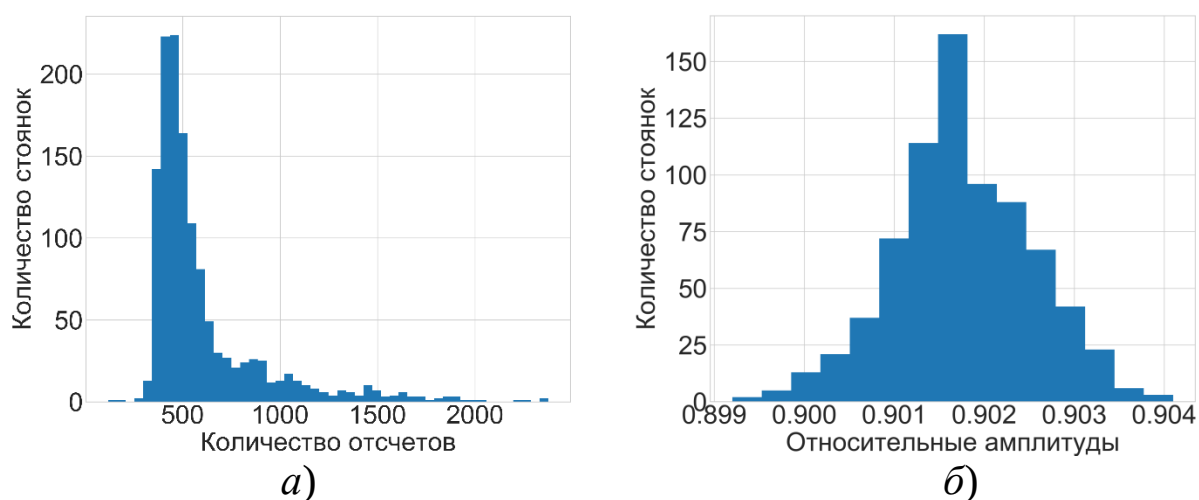


Рис. 2 Гистограммы:

а) размеры стоянок в точках, шт.; б) распределение показаний короткого амплитудного зонда (DA05) во время одной из стоянок

При уровне значимости $\alpha = 0,05$ гипотеза о нормальном распределении для каждого из зондов ВИКИЗ независимо не отвергалась в более чем 90 % случаев, однако «отвергнутые» по разным зондам стоянки достаточно сильно пересекаются; в этих случаях по записям нескольких каналов видно, что зонд смещался. Можно считать, что шум во время стоянок распределен нормально и описывается средним квадратическим отклонением. Например, для зонда IK14 в большинстве случаев среднее квадратическое отклонение (СКО) меньше 0,1 °, в отдельных стоянках превышает 0,5 ° (рис. 3, б).

Традиционно погрешности электромагнитных зондов (и отечественных, и зарубежных) описывают линейной формулой, включающей абсолютную и относительную составляющие. Так, согласно данным производителя для ВИКИЗ, предел допускаемой основной относительной погрешности измерения разности фаз не более $\pm(2,6+20/\Delta\varphi)$ %, при этом временная (дрейф сигнала) и температурная составляющая погрешности нормируются отдельно.

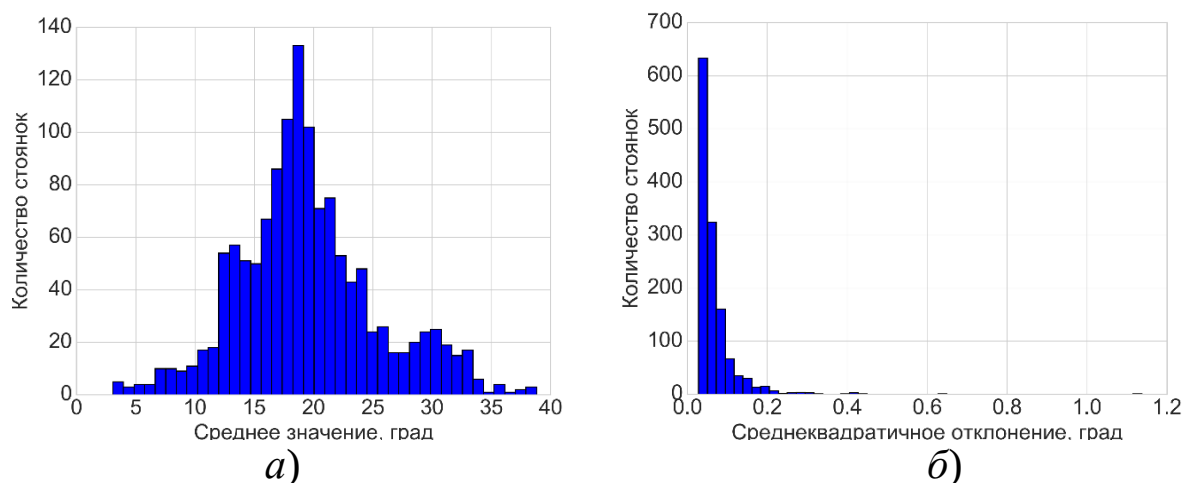


Рис. 3 Распределение средних значений (а) и среднеквадратичного отклонения значений (б) во всех стоянках для зонда IK14

На рис. 4 приведены значения СКО в зависимости от среднего значения сигнала для каждой стоянки для фазовых (IK10, рис. 4, а и IK14, рис. 4, б) и амплитудных (DA10, рис. 4, в и DA14, рис. 4, г) зондов. Действительно, можно заметить тренд (положительный для фазовых и отрицательный для амплитудных зондов), который описывается линейной формулой вида $ax + b$.

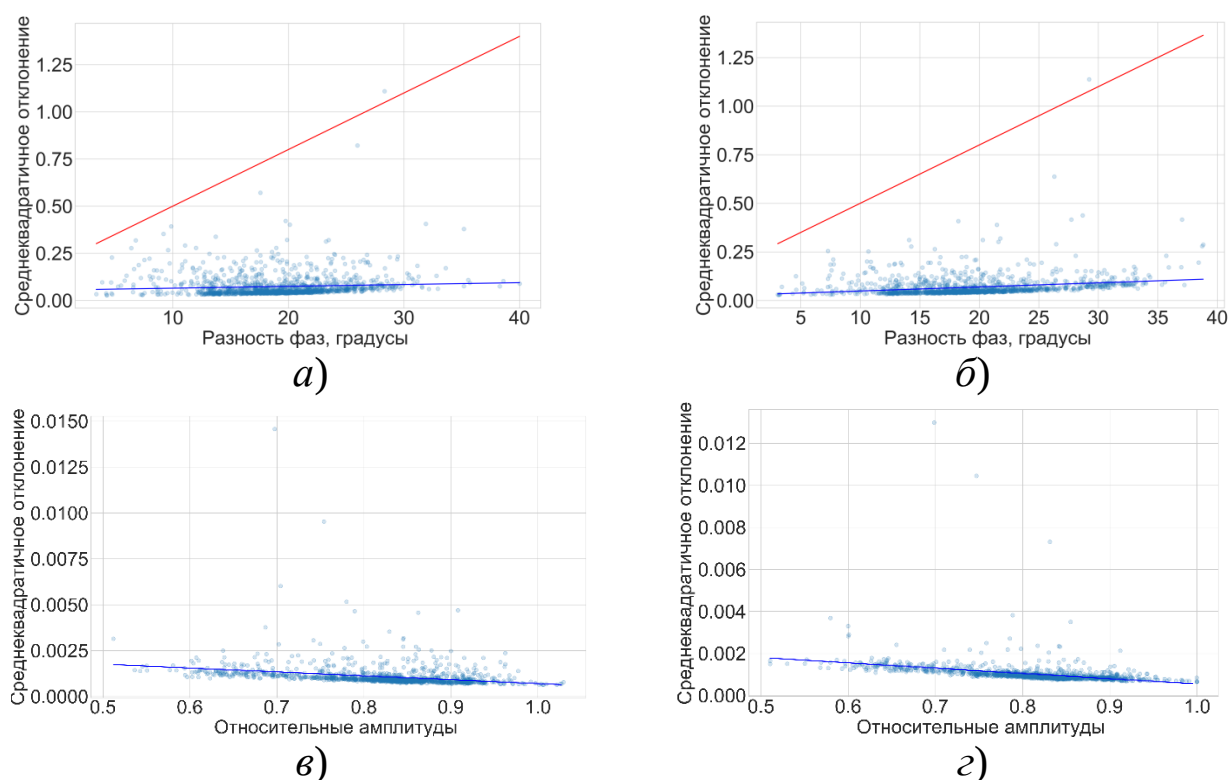


Рис. 4. Распределение среднеквадратичных отклонений для фазовых а) IK10 и б) IK14 и амплитудных в) DA10, г) DA14 зондов (синяя линия – линия тренда; красная линия – паспортная погрешность)

Для коротких зондов наклон линии тренда, описывающей зависимость от значений сигнала, менее выражен. Возможно, это связано и с недостаточным разнообразием исходных данных (терригенный разрез, пресный буровой раствор). Рассчитанные коэффициенты a и b приведены в таблице. Заметим, что шум во всех случаях на порядок ниже декларируемой производителем погрешности аппаратуры (2–3 % и 0,2 °). Даже правило «трех сигм» не объясняет такой запас при оценке погрешности.

Параметры собственного шума зондов ВИКИЗ комплекса СКЛ-160

Зонд	a	b	Зонд	a	b
IK05	0.0017	0.0624	DA05	-0.0002	0.0014
IK06	0.0002	0.0597	DA06	-0.0017	0.0025
IK07	-0.0014	0.0999	DA07	-0.0013	0.0022
IK08	0.0001	0.0607	DA08	-0.0027	0.0035
IK10	0.0009	0.0562	DA10	-0.0021	0.0028
IK11	0.0017	0.0380	DA11	-0.0030	0.0037
IK14	0.0021	0.0278	DA14	-0.0025	0.0031
IK16	0.0022	0.0316	DA16	-0.0035	0.0042
IK20	0.0024	0.0212	DA20	-0.0031	0.0036

Шумы фазовых и амплитудных измерений трудно сравнивать между собой непосредственно, поскольку эти величины имеют разную физическую размерность. Для сопоставления можно их пересчитать в кажущиеся удельные электрические сопротивления (УЭС). На рис. 5, *а* приведен шум в процентах от измеренного сигнала в зависимости от кажущихся УЭС для зондов IK20 и DA20. При измерении относительных амплитуд с увеличением УЭС шум уменьшается до менее чем 0,1 % от измеряемого сигнала, шум же при измерении разностей фаз растет, в редких случаях превышая 1 %. Однако если отклонение пересчитать в кажущиеся УЭС (рис. 5, *б*), то видно, что шум по амплитудным измерениям примерно в полтора-два раза выше, чем по фазовым.

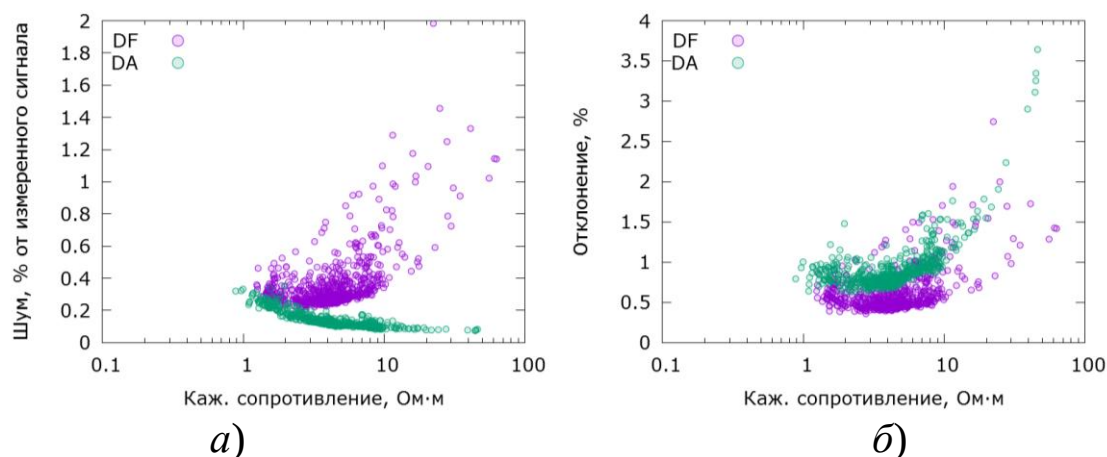


Рис. 5. Уровень шума в долях от измеренного сигнала (*а*) и в долях от значений кажущегося УЭС (*б*) для зондов IK20 (розовый) и DA20 (зеленый)

Показано, что во время стоянки, когда прибор СКЛ находится в скважине и неподвижен, показания в каналах измерения разностей фаз и относительных амплитуд метода ВИКИЗ являются случайными величинами, распределенными по нормальному закону. На выборке из 1 330 стоянок (14 скважин, 865 000 значений каждого зонда) оценены параметры этого распределения для всех зондов, что может быть использовано, например, при имитации скважинных сигналов для тестирования алгоритмов обработки и инверсии данных ВИКИЗ. Показано, что уровень шума значительно меньше заявленной погрешности измерений. Конечно, погрешность измерений не определяется только уровнем шума, однако полученные параметры шума можно рассматривать как нижнюю оценку погрешности. Впервые показано, что шум при измерении относительных амплитуд, выраженный в кажущихся УЭС, примерно вдвое выше, чем при измерении разностей фаз.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Жмаев С. С., Киселев В. В., Петров А. Н. Аппаратура высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования: проблемы надежности и качества // Каротажник. – 1997. – № 34. – С. 64–71.
2. Каюров К. Н., Еремин В. Н., Эпов М. И. Аппаратура и интерпретационная база электромагнитного каротажа в процессе бурения // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 12. – С. 112–115.
3. Жмаев С. С., Соболев А. Ю. Статистический анализ характеристик зондов ВИКИЗ // Электрические и электромагнитные методы исследования в нефтегазовых скважинах. – Новосибирск. : Изд-во СО РАН. НИЦ ОИГГМ, 1999. – С. 42–44.
4. Горбатенко А. А., Сухорукова К. В. Погрешность измерения и невязка при численной интерпретации сигналов электромагнитного каротажа в горизонтальных скважинах // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2014. X Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т. (Новосибирск, 8–18 апреля 2014 г.). – Новосибирск : СГГА, 2014. Т. 2. – С. 23–28.
5. Расковалов П. С., Фаге А. Н., Власов А. А., Ельцов И. Н. Разработка программного обеспечения для работы с автономными каротажными комплексами и препроцессинга данных // ГЕО-Сибирь-2010. VI Междунар. науч. конгр. : сб. материалов в 6 т. (Новосибирск, 19–29 апреля 2010 г.). – Новосибирск : СГГА, 2010. Т. 2, ч. 2. – С. 33–36.
6. Тейтельбаум Д. В., Власов А. А. Программная система для каротажа в процессе бурения // // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2013. IX Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 3 т. (Новосибирск, 15–26 апреля 2013 г.). – Новосибирск : СГГА, 2013. Т. 2. – С. 64–69.
7. Москалев Г. В. Выделение интервалов стоянки аппаратуры СКЛ-160 в реальных каротажных данных на месторождениях Западной Сибири // Сборник докладов XXII Международного симпозиума им. акад. М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященный 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири и 100-летию создания Сибгеолкома в России – Томск, ТПУ, 2–7 апр. 2018. – Томск. : Изд. ТПУ, 2018. (в печати).

REFERENCES

1. Zhmaev S. S., Kiselev V. V., Petrov A. N. Apparatura vysokochastotnogo indukcionnogo karotazhnogo izoparametricheskogo zondirovaniya: problemy nadezhnosti i kachestva // Karotazhnik. – 1997. – № 34. – S. 64–71.
2. Kayurov K. N., Eremin V. N., Epov M. I. Apparatura i interpretacionnaya baza elektromagnitnogo karotazha v processe bureniya // Neftyanoe hozyajstvo. – 2014. – № 12. – S. 112–115.
3. Zhmaev S. S., Sobolev A. Yu. Statisticheskij analiz harakteristik zondov VIKIZ // Elektricheskie i elektromagnitnye metody issledovaniya v neftegazovyh skvazhinah. – Novosibirsk. : Izd-vo SO RAN. NIC OIGGM, 1999. – S. 42–44.
4. Gorbatenko A. A., Suhorukova K. V. Pogreshnost' izmereniya i nevyazka pri chislennoj interpretacii signalov elektromagnitnogo karotazha v gorizonta'nyh skvazhinah // Interekspo GEO-Sibir'-2014. X Mezhdunar. nauch. kongr. : Mezhdunar. nauch. konf. «Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Geoekologiya»: Sb. materialov v 4 t., Novosibirsk, 8–18 aprelya 2014 g. – T. 2. – 2014. – S. 23–28.
5. Raskovalov P. S., Fage A. N., Vlasov A. A., El'cov I. N. Razrabotka programmnoho obespecheniya dlya raboty s avtonomnymi karotazhnymi kompleksami i preprocessinga dannyh // Interekspo Geo-Sibir'. – 2010. – T. 2. – № 2. – S. 33–36.
6. Tejtel'baum D. V., Vlasov A. A. Programmnyaya sistema dlya karotazha v processe bureniya // Interekspo Geo-Sibir'. – 2013. – T. 2. – № 2. – S. 64–69.
7. Moskalev G. V. Vydelenie intervalov stoyanki apparatury SKL-160 v real'nyh karotazhnyh dannyh na mestorozhdeniyah Zapadnoj Sibiri // Sbornik dokladov XXII Mezhdunarodnogo simpoziuma im. akad. M. A. Usova studentov i molodyh uchenyh, posvyashchennyj 110-letiyu pervogo vypuska gornyh inzhenerov v Sibiri i 100-letiyu sozdaniya Sibgeolkoma v Rossii – Tomsk, TPU, 2–7 apr. 2018. – Tomsk. : Izd. TPU, 2018. (v pechati).

© Г. В. Москалев, А. Ю. Соболев, 2018

РЕЗУЛЬТАТЫ МНОГОЛЕТНЕГО МОНИТОРИНГА ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ В СЕЙСМОАКТИВНОЙ ЗОНЕ ГОРНОГО АЛТАЯ МЕТОДАМИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Нина Николаевна Неведрова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент, тел. (913)890-26-45, e-mail: NevedrovaNN@ipgg.sbras.ru

Петр Валерьевич Пономарев

Сейсмологический филиал Федерального исследовательского центра «Единая геофизическая служба Российской академии наук», 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, инженер, тел. (913)713-71-83, e-mail: petruss@bk.ru

В статье рассмотрены результаты многолетнего мониторинга методами вертикального электрического зондирования (ВЭЗ) и электротомографии (ЭТ), выполненного на территории западной части Чуйской впадины Горного Алтая. Проведен анализ динамики изменений коэффициента электрической анизотропии на основе полевых данных, полученных в период 2004–2017 гг.

Ключевые слова: вертикальное электрическое зондирование, электротомография, Чуйское землетрясение, электрическая анизотропия, геоэлектрическое строение западной части Чуйской впадины.

MULTI-YEAR MONITORING RESULTS OF ELECTROPHYSICAL PARAMETERS IN ALTAI MOUNTAINS SEISMOACTIVE AREA BY DIRECT CURRENT RESISTIVITY METHODS

Nina N. Nevedrova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Leading Researcher; Novosibirsk National Research State University, 2, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Associate Professor, phone: (913)890-26-45, e-mail: NevedrovaNN@ipgg.sbras.ru

Peter V. Ponomarev

Seismological Branch of Federal Research Center Geophysical of RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Engineer, phone: (952)916-79-62, e-mail: PonomarevPV@ipgg.sbras.ru

The article describes the results of multi-year VES and ERT studies, performed in the territory of the western part of Chuya basin of the Altai Mountains. An analysis of the dynamics of the changes in the electric anisotropy coefficient on the basis of field data obtained in the period 2004–2017 is carried out.

Key words: vertical electric sounding, ERT, Chuya earthquake, electrical anisotropy, seismically active zone, geoelectric structure.

В западной части Чуйской впадины, в долине р. Чаган, выполняется многолетний мониторинг электрофизических параметров разреза (удельное электрическое сопротивление, электрическая анизотропия). Чуйское землетрясение 2003 г. с $M = 7,3$ существенно изменило облик долины и состояние массива горных пород. Магистральный разрыв землетрясения проявился на дневной поверхности в верховьях р. Чаган в виде ориентированной трещиноватости (рис. 1).

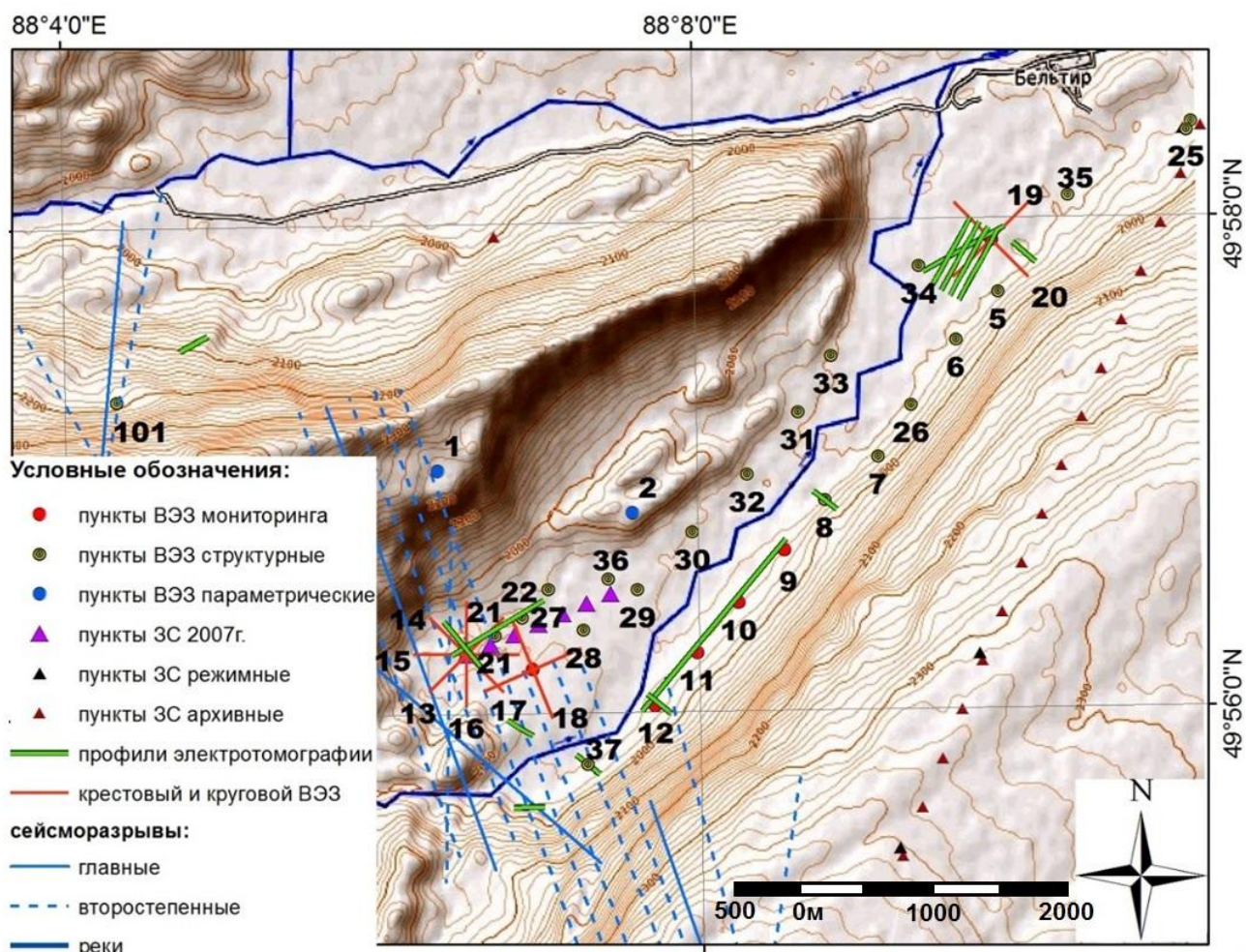


Рис. 1. Общая схема измерений комплекса методов геоэлектрики в долине р. Чаган

В Чуйско-Курайской зоне пока не завершен афтершоковый процесс, и происходят землетрясения разной магнитуды, в результате которых возникают новые сейсмодислокации, активизируются участки существующих разломов. Состояние геологической среды нельзя назвать стабильным. Регулярные наблюдения в долине за геоэлектрическими параметрами (УЭС, коэффициентом анизотропии) осуществляются с 2004 г. методом ВЭЗ. Для анализа этих наблюдений необходимы достоверные и детальные данные о геоэлектрическом

строении участка, подтвержденные геологической информацией, которой здесь накоплено немало [1]. Например, в левом борту долины р. Чаган расположен одноименный разрез, который является одним из ключевых при изучении четвертичной истории Горного Алтая. Разрез подробно описан специалистами-геологами, выделены основные свиты, определен их возраст. В зоне этого разреза выполнены параметрические ВЭЗ, по результатам интерпретации которых получены значения удельного электрического сопротивления основных литологических комплексов, слагающих осадочный чехол долины, что увеличивает достоверность интерпретации всего объема полученных данных [2].

С учетом небольшой ширины долины с крутыми обрывистыми склонами, здесь в течение 2004–2017 гг. создана система наблюдений методом ВЭЗ, ЗС, электротомографии (см. рис. 1). Пункты ВЭЗ размещены по трем профилям северо-восточного простирания в пределах относительно плоского днища долины, минуя отдельные сильно заболоченные участки и крутые осыпи. С юго-запада профили ограничены горным ригелем долины, а с запада и востока – горными массивами.

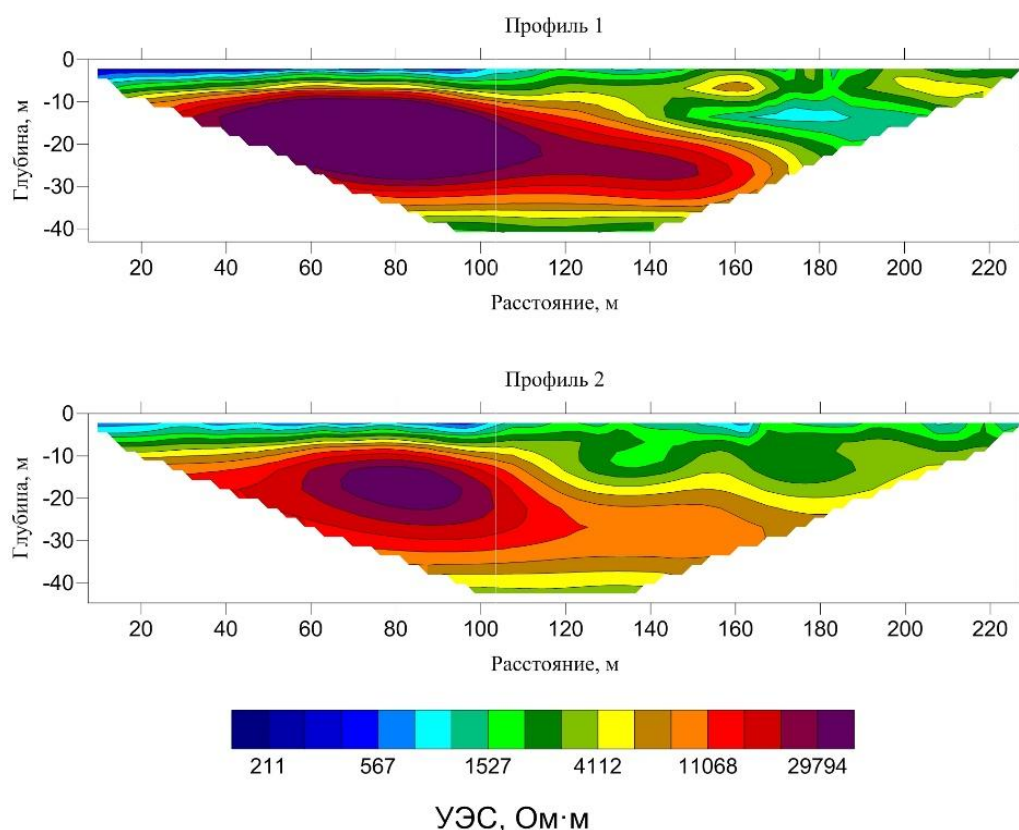


Рис. 2. Разрезы по данным электротомографии по крестовым профилям № 1 и № 2

Начиная с 2012 г. выполняются измерения методом электротомографии (ЭТ), в основном в зонах разломных структур [3]. С помощью измерений ЭТ наряду с ВЭЗ можно определять анизотропные характеристики разреза. Для

этого ЭТ выполняется по крестовым профилям в трещиноватых зонах, вдоль и поперек направления трещин. Крестовые профили 1 и 2 были выполнены в 2012 г. в районе кругового ВЭЗ 13-14 для прослеживания изменений УЭС верхней части разреза (рис. 2). Для определения коэффициента анизотропии разработана методика интерпретации данных электротомографии. Так как профили 1 и 2 пересекаются в пункте крестового ВЭЗ 13-14, можно сопоставить результаты двух методов [4].

Электрическую анизотропию можно определять по-разному. Геоэлектрические параметры разреза оцениваются на основе решения обратной задачи. Коэффициенты электрической анизотропии (λ) рассчитываются для крестовых ВЭЗ как отношения суммарных продольных проводимостей вдоль и поперек выбранного направления. Значения λ за все годы наблюдений после сильного сейсмического события приведены в табл. 1. В этом случае λ характеризует среднее значение анизотропии всей осадочной толщи.

Таблица 1

Коэффициенты анизотропии по данным ВЭЗ № 13-14, № ВЭЗ 15-16
в зоне трещин

Год	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Λ_{13-14}	4.87	1.19	0.79	0.74	0.78	0.86	0.67
Λ_{15-16}	2.04	1.05	0.90	0.94	1.06	0.90	0.81
год	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Λ_{13-14}	0.60	0.80	0.67	0.62	0.66	0.74	0.91
Λ_{15-16}	0.96	0.86	1.00	0.75	0.63	0.70	0.71

Анализ данных табл. 1 свидетельствует о том, что в районе пункта ВЭЗ № 13-14, расположенного в зоне развития трещин, в 2004 г. коэффициент электрической анизотропии осадочной толщи был максимальным, в 2005 г $\lambda = 1.2$, далее его значение мало изменяется, и в 2017 г. близко к единице.

На рис. 3 представлены графики λ для всех крестовых ВЭЗ, выполненных в долине.

По данным 2012 г. были сопоставлены коэффициенты анизотропии, определенные по суммарной продольной проводимости разреза для методов электротомографии (ЭТ) и ВЭЗ, они не слишком отличаются и соответственно равны 0.71 и 0.81.

Но если рассмотреть и сопоставить кривые ВЭЗ по разным направлениям, то хорошо видны интервалы разносов, на которых они различаются (области максимума и минимума кривых, правая восходящая ветвь), что свидетельствует о присутствии анизотропии в верхних высокоомных слоях разреза, в проводящем горизонте и в фундаменте (рис. 4).

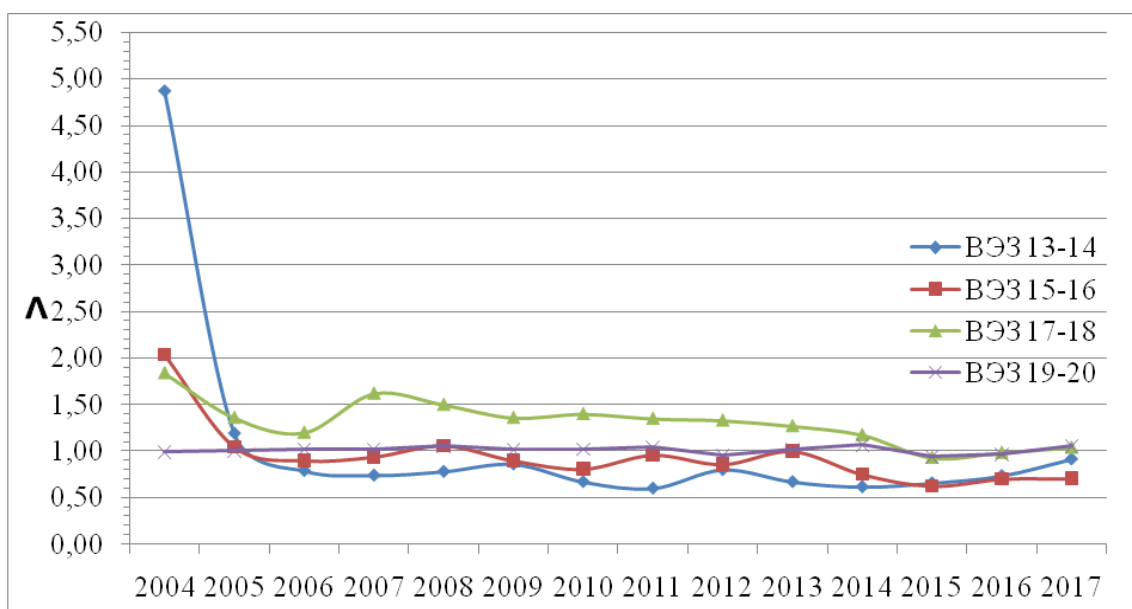


Рис. 3. Графики значений λ за 2004–2017 гг. измерений всех крестовых ВЭЗ

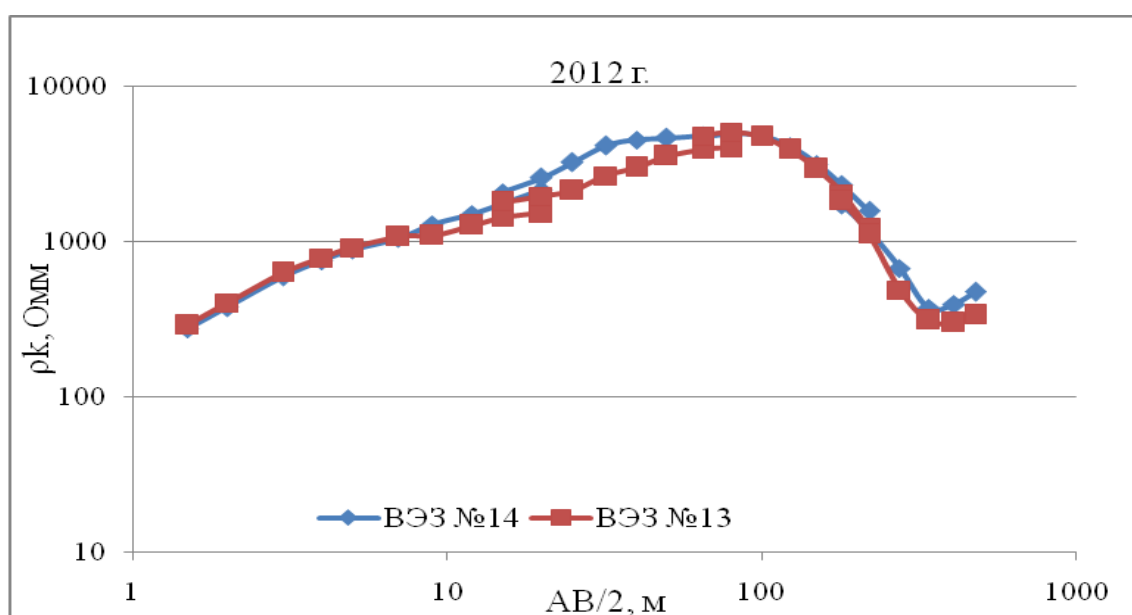


Рис. 4. Кривые ρ_k по взаимно перпендикулярным направлениям в пункте ВЭЗ № 13-14

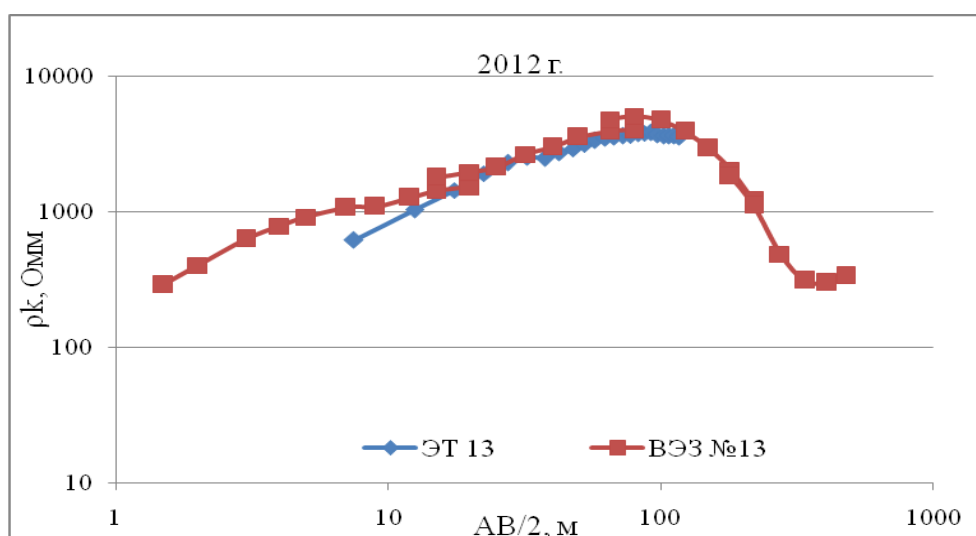
Далее λ рассчитан также на основе решения обратной задачи для каждого горизонта разреза. В табл. 2 показаны модели по данным крестовых ЭТ и ВЭЗ, а также значения коэффициента анизотропии осадочных горизонтов по данным обоих методов.

Кроме того, были сопоставлены кривые кажущегося удельного сопротивления в двух взаимно перпендикулярных направлениях по данным ВЭЗ, рассчитанные по данным электротомографии (рис. 5).

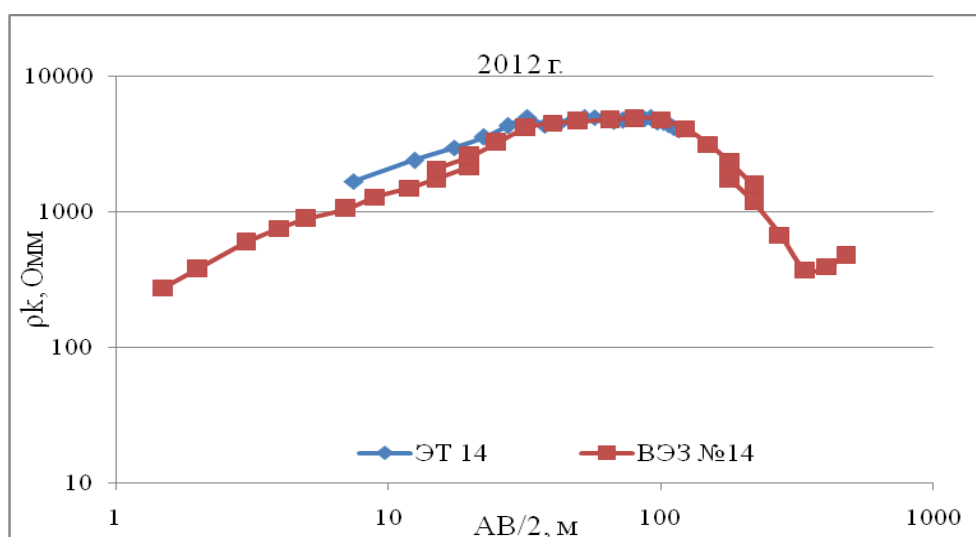
Таблица 2

Коэффициенты анизотропии осадочных горизонтов разреза
по данным ВЭЗ 13-14 и профили электротомографии № 1 и № 2 (2012 г.)

№ слоя	Мощность, м	$\rho(\text{ЭТ } 13),$ Ом·м	$\rho(\text{ЭТ } 14),$ Ом·м	$\rho(\text{ВЭЗ } 13),$ Ом·м	$\rho(\text{ВЭЗ } 14),$ Ом·м	λ по ЭТ	λ по ВЭЗ
1	0.65	433	1270	182	120	1.71	0.81
2	4.75			1 615	7 000		2.08
3	2	4 700	2 700	945	25 000	0.75	5.14
4	30	15 000	12 700	10 400	9 800	0.92	0.97
5	100	61	82	55	82	1.16	1.22
6	-	-	-	4 700	9 000	-	1.38



а)



б)

Рис. 5. Сопоставление данных ВЭЗ и электротомографии
для крестовых наблюдений:

а) ВЭЗ № 13, профиль ЭТ № 1; б) ВЭЗ № 14, профиль ЭТ № 2

Из представленной информации можно сделать вывод о том, что анизотропия тонких высокоомных горизонтов верхней части разреза (до глубины 20–25 м.), скорее всего, обусловлена приповерхностными неоднородностями, которые хорошо видны на разрезах электротомографии на рис. 2. Для глубоких горизонтов анизотропные характеристики по-прежнему значительны: $\lambda = 1.22$ для проводящего горизонта, залегающего в интервале $\sim 40\text{--}140$ м; λ достигает 1.38 для пород кровли фундамента на глубине свыше 140 м.

Вывод

В настоящее время состояние трещиноватых (разломных) зон в долине р. Чаган, образовавшихся в результате катастрофического Чуйского землетрясения, характеризует электрическая анизотропия слоев разреза с глубиной залегания более 40 м, а не ее средние значения для всей осадочной толщи. Максимальные значения λ получены на глубинах, превышающих 140 м.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Девяткин Е. В. Кайнозойские отложения и неотектоника юго-восточного Алтая. – М. : Наука, 1965. – 244 с.
2. Деев Е. В., Неведрова Н. Н., Зольников И. Д., Русанов Г. Г., Пономарев П. В. Геоэлектрические исследования отложений Чуйской котловины (Горный Алтай) // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53. – № 1. – С. 120–139.
3. Неведрова Н. Н., Деев Е. В., Пономарев П. В. Выявление разломных структур и их геоэлектрических характеристик по данным метода сопротивлений в эпицентральной зоне Чуйского землетрясения 2003 г. (Горный Алтай) // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 1. – С. 146–156.
4. Zond – программы для геофизики [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.zond-geo.ru>.

REFERENCES

1. Devyatkin E. V. Kajnozojskie otlozheniya i neotektonika yugo-vostochnogo Altaya. – M. : Nauka, 1965. – 244 s.
2. Deev E. V., Nevedrova N. N., Zol'nikov I. D., Rusanov G. G., Ponomarev P. V. Geoelektricheskie issledovaniya otlozhenij Chujskoj kotloviny (Gornyj Altaj) // Geologiya i geofizika. – 2012. – T. 53. – № 1. – S. 120–139.
3. Nevedrova N. N., Deev E. V., Ponomarev P. V. Vyyavlenie razlomnyh struktur i ih geoelektricheskikh harakteristik po dannym metoda soprotivlenij v epicentral'noj zone Chujskogo zemletryaseniya 2003 g. (Gornyj Altaj) // Geologiya i geofizika. – 2017. – T. 58. – № 1. – S. 146–156.
4. Zond – programmy dlya geofiziki [Elektronnyj resurs]. – Rezhim dostupa : <http://www.zond-geo.ru>.

© Н. Н. Неведрова, П. В. Пономарев, 2018

КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СОСТАВЕ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИЗЫСКАНИЙ

Елена Александровна Мельник

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией глубинных геофизических исследований и региональной сейсмичности, тел. (383)330-60-18, e-mail: MelnikEA@ipgg.sbras.ru

Владимир Владимирович Оленченко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией геоэлектрики, тел. (383)330-79-08, e-mail: OlenchenkoVV@ipgg.sbras.ru

Представлены результаты изучения природы геофизических аномалий, наблюдаемых малоглубинными методами сейсмо- и электроразведки, с привлечением данных лабораторных измерений плотности по изменениям параметра петрофизической неоднородности на примере геофизических исследований в составе инженерно-геологических изысканий на участке размещения электродепо «Волочаевское» Дзержинской линии Новосибирского метрополитена.

Ключевые слова: малоглубинная геофизика, сейсморазведка, электроразведка, лабораторные измерения, плотность, коэффициент петрофизической неоднородности, структурные и вещественные особенности грунтов, г. Новосибирск.

COMPLEX INTERPRETATION OF GEOPHYSICAL INVESTIGATION DATA AS PART OF THE ENGINEERING-GEOLOGICAL SURVEYS

Elena A. Melnik

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Head of Laboratory of Deep Geophysical Investigations and Regional Seismology, phone: (383)330-60-18, e-mail: MelnikEA@ipgg.sbras.ru

Vladimir V. Olenchenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Head of Laboratory of Geoelectric, phone: (383)330-79-08, e-mail: OlenchenkoVV@ipgg.sbras.ru

Shows the results of investigation of the geophysical anomalies to the complex of shallow geophysical methods with the use of laboratory density measurements based on the study of the petrophysical heterogeneity on measurements. Researches are conducted on the example of geophysical studies as part of engineering and geological surveys on the site of the electrodepo "Volochevskoe" Dzerzhinsky line of the Novosibirsk subway.

Key words: shallow geophysical methods, seismic and electromagnetic, laboratory measurements, density, petrophysical heterogeneity structural and material properties of soils, Novosibirsk.

В мировой практике широко используется комплексный подход при проведении геофизических работ. Как правило, при малоглубинных исследованиях он включает многоволновую сейсморазведку, высокоразрешающую электроразведку и скважинные исследования [6, 7]. Однако наибольшие трудности возникают при совместной интерпретации данных комплекса этих методов [1, 2]. Это в первую очередь связано с различным пространственным разрешением геофизических методов. Так, разрешение электроразведочных методов по латерали значительно превосходит данные сейсморазведки, но часто проигрывает ей по глубинности.

Предложенный подход к комплексным исследованиям природных геофизических характеристик основан на определении природы геофизических аномалий, наблюдаемых малоглубинными методами сейсмо- и электроразведки, с привлечением данных лабораторных измерений. Основная задача состоит в выявлении и исследовании связей геофизических полей с характеристиками горных пород на основе высокоточных полевых измерений, современных средств обработки данных и результатов лабораторных исследований образцов. Эффективность данного подхода показана на примере геофизических исследований в составе инженерно-геологических изысканий на участке размещения электродепо «Волочаевское» Дзержинской линии Новосибирского метрополитена.

Основными задачами геофизических исследований для таких объектов является расчленение геологического разреза и установление литологических границ, выявление и прослеживание неоднородности строения массива грунтов в плане и по глубине, а также выявление тектонических нарушений, зон повышенной трещиноватости и обводненности. Выделить эти особенности возможно, используя не только абсолютные значения скоростей продольных (P) и поперечных (S) волн и плотности (ρ) в земной коре, но также степени их изменения с глубиной. Для этого предложено использовать коэффициент петрофизической (химической) неоднородности (η) [3], который определяется изменениями модуля сжатия и плотности с глубиной,

$$\eta = dK/dp - (1/g) d\Phi/dz,$$

где K – модуль сжатия, $p = \rho g z$ – литостатическое давление, g – ускорение силы тяжести, $\Phi = K/\rho = Vp^2 - (4/3)Vs^2$, ρ – плотность, z – глубина, Vp , Vs – скорости продольных и поперечных волн.

Выражение определяет связь параметра петрофизической неоднородности с изменениями модуля сжатия и плотности с давлением и, соответственно, с глубиной. В свою очередь, эти величины связаны с изменениями скорости продольных и поперечных волн под действием давления и температуры. Теоретически величина η равна единице для однородных областей, в которых изменения скорости и плотности происходят только за счет литостатического давления, и отличается от нее при вещественных неоднородностях, например, зоны повышенной трещиноватости и обводненности. Использование такого комплексного параметра, как коэффициент петрофизической неоднородности, уже

на этапе его расчета позволяет получить интегральную характеристику изменений скоростей продольных, поперечных волн и плотности по данным лабораторных измерений керна [4, 5].

Проверить предположение о возможности разделения эффектов, связанных с трещиноватостью, обводненностью и относительными вариациями вещественного состава грунтов по изменениям коэффициента петрофизической неоднородности, возможно по комплексу геофизических данных, включающему значения скорости продольных, поперечных волн и плотности грунтов в приповерхностной части. Расчет коэффициента проведен для геофизического профиля, расположенного на участке электродепо, в настоящее время отведенного под дачную застройку, где проведение геофизических исследований осложнялось обширными наземными и подземными газо- и водопроводными коммуникациями.

В геолого-литологическом плане разрез сложен техногенными, эолово-делювиальными и аллювиально-озерными отложениями четвертичной системы. Техногенные отложения представлены смесью щебня, дресвы, гальки и строительного мусора, а также несслежавшимся суглинком с почвой. Эолово-делювиальные отложения четвертичной системы представлены пылеватыми супесями, легкими пылеватыми суглинками, перекрывающими своей толщей аллювиально-озерные отложения. Аллювиально-озерные отложения представлены песчанистыми супесями, песками средней плотности с прослойками плотного песка.

На рис. 1 представлены скоростные (по данным продольных волн) и плотностная модели по одному из профилей. Характеризуя скоростную модель приповерхностной части, показано, что скорость продольных и поперечных волн существенно меняется с глубиной и крайне незначительно по латерали (рис. 1, А). В интервале глубин от 2 до 4 м прослеживается первая граница, ее поверхность в целом повторяет рельеф дневной поверхности. Скорости продольных волн в первом слое составляют 400–410 м/с (поперечных волн – 195–210 м/с). В интервале глубин от поверхности 23–29 м прослеживается кровля второй отражающей границы. Скорости продольных волн во втором слое составляет 430–450 м/с (поперечных волн – 220–230 м/с).

Для получения сведений о распределении плотности в грунтах использованы результаты проведенных ранее лабораторных измерений образцов керна и собраны данные значений плотности по 36 скважинам глубиной до 25 м (более 250 измерений). Значения плотности изменяются от 1,7 до 2 г/см³. Изменения скорости и плотности по разрезу не подобны. Значения плотности для разреза характерны в интервале 1,92–1,94 г/см³, и только в приповерхностной части присутствуют отложения с пониженными до 1,74 г/см³ значениями плотности грунтов (рис. 1, Б).

Используя двумерные распределения скорости продольных, поперечных волн и плотности, были рассчитаны изменения петрофизической неоднородности. В соответствии с детальностью сейсмических данных использовалась рас-

четная сетка с размером 1×10 м (1 м по вертикали) и определенные значения η относились к центру прямоугольников. В результате видно, что коэффициент петрофизической неоднородности в среднем изменяется от 30 до первых единиц (рис. 1, В). При этом наблюдается ряд крупных аномалий, выраженных по амплитуде и размерам, контрастность которых значительно увеличилась по сравнению со скоростными и плотностными характеристиками. Так, в разрезе отчетливо выделяется верхний слой мощностью до 2–5 м с преимущественно повышенными значениями петрофизической неоднородности, возможно, связанными с просадочными грунтами. Ниже по разрезу его подстилает узкий слой протяженных аномалий с отрицательным значением коэффициента, что по данным керна соответствует обводненным грунтам. На глубинах от 10 до 12 м (альтитуды 210–220 м) коэффициент петрофизической неоднородности изменяется в диапазоне от -20 до 20 в пределах чередующихся вертикальных зон. Так, зоны с повышенными значениями коэффициента η характеризуются по скважинным данным наличием песчаной фракции, а обширные зоны пониженных значений петрофизической неоднородности, возможно, связаны с обводненными грунтами. Отрицательные значения коэффициента петрофизической неоднородности имеют место при отрицательном изменении плотности и скорости с глубиной, однако сама природа таких значений коэффициента η пока не ясна.

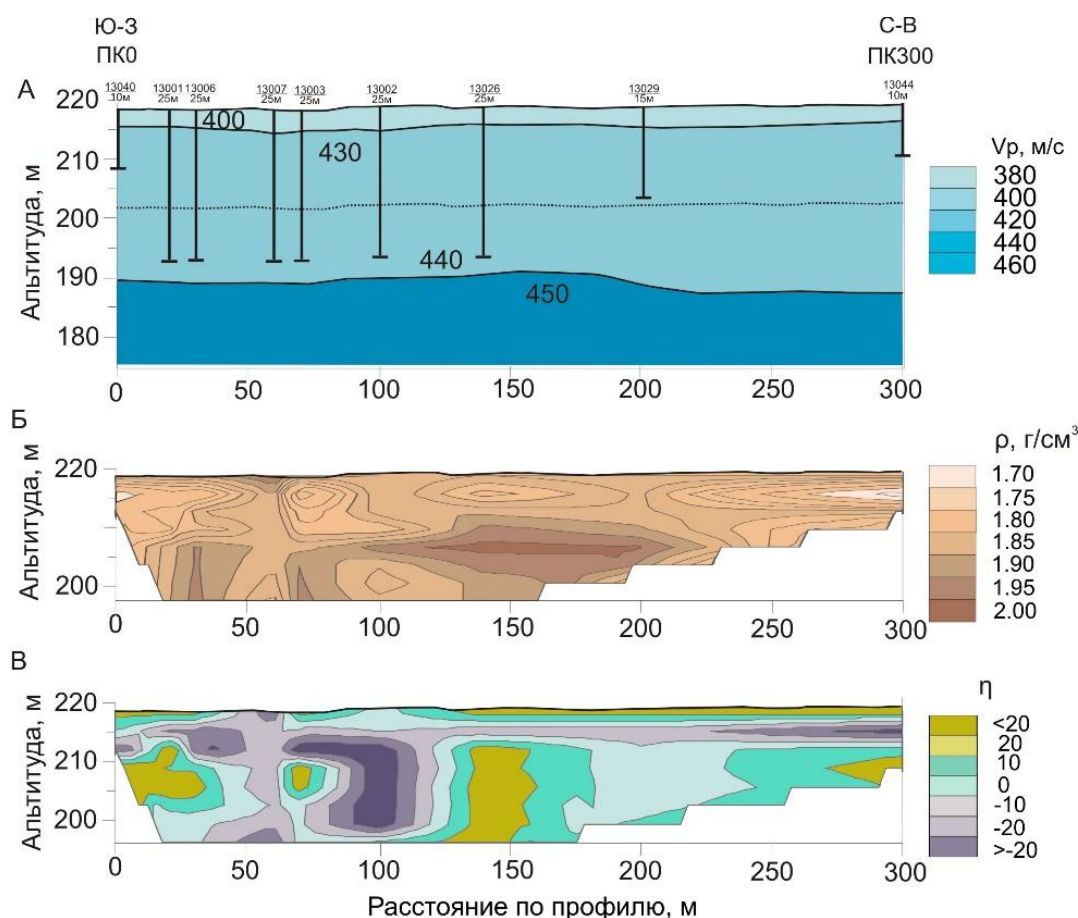


Рис. 1. Геофизические модели по данным продольных волн (А), плотностная (Б) и петрофизическая (В)

Наибольший интерес представляет сопоставление комплексного сейсмоплотностного параметра (петрофизической неоднородности) с данными электротомографии, выполненными по этому же профилю (рис. 2).

По данным электротомографии видно, что данный разрез характеризуется трехслойным строением. Верхняя (до глубины 2,5–3 м) высокоомная часть с локальными аномалиями характеризует просадочные грунты. Ниже до глубины 8–10 м залегает слой супесей или суглинков с сопротивлением 20–30 Ом·м. Он подстилается мощным (около 15 м) слоем повышенного до 40–60 Ом·м УЭС грунтов.

Сопоставляя петрофизическую и геоэлектрическую модели, видим, что (так же, как и по данным электротомографии) на петрофизических моделях отчетливо выделяются верхний высокоомный маломощный слой, характеризующийся повышенными значениями коэффициента η (более 20), и подстилающий его низкоомный, с отрицательными значениями η , которые оказалось невозможно разделить по данным сейсмики. Локальным аномалиям с повышенными значениями УЭС (50–80 Ом·м) соответствуют области повышенных значений коэффициента η (более 20), что связано с преобладанием песчаной фракции в грунтах. Зоны с низкими значениями УЭС хорошо коррелируются с зонами пониженного значения коэффициента петрофизической неоднородности, что связано с областями обводнения и подтверждается данными бурения.

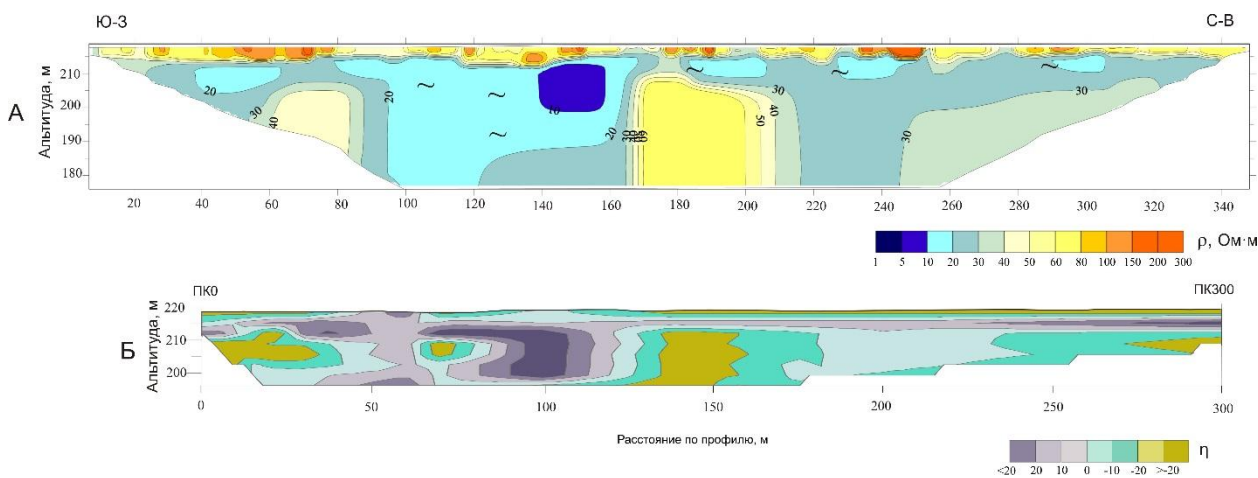


Рис. 2. Геоэлектрический разрез (А) и петрофизическая модель (Б)

Полученные петрофизические модели приповерхностной части можно также описать зависимостью коэффициента петрофизической неоднородности от глубины. На рисунке видно, что большую часть значений можно аппроксимировать логарифмическим трендом, определенным по измерениям η на образцах горных пород в виде логарифмической зависимости $A = 8.496 \ln(\eta) + 199.95$ [4]. При вычитании трендовой компоненты распределение петрофизических аномалий заметно упрощается и позволяет более четко оконтурить области с существенными вещественными неоднородностями. В аномальной

компоненте наиболее контрастно выделяются области с пониженными значениями коэффициента η , обусловленные зонами с обводненными грунтами (рис. 3). Эта особенность актуальна при проведении работ в условиях плотной застройки с большим количеством газо- и водопроводных коммуникаций, дающих ложные низкоомные аномалии, где необходимо верифицировать геоэлектрические аномалии, что возможно сделать с помощью коэффициента петрофизической неоднородности.

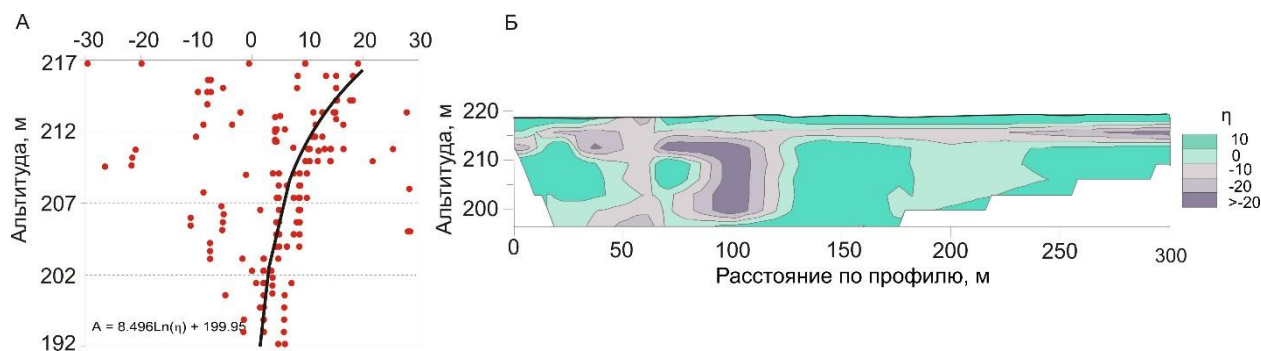


Рис. 3. Распределения петрофизической неоднородности и средний логарифмический тренд изменения η с глубиной (А) и аномальная компонента петрофизической неоднородности (Б) вдоль профиля

Использование комплексного параметра петрофизической неоднородности свидетельствует о возможности прослеживания неоднородностей строения массива грунтов в плане и по глубине, выявления тектонических нарушений, зон повышенной трещиноватости и обводненности, верифицирования сейсмических, плотностных и геоэлектрических аномалий. Это представляет интерес при проведении комплексных геолого-геофизических работ в составе инженерных изысканий.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Министерства образования, науки и инновационной политики Новосибирской области в рамках научного проекта № 17-45-540528 p_a.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Беляшов А. В., Суворов В. Д., Мельник Е. А. Сейсмическое изучение верхней части разреза на участке Семипалатинского ядерного испытательного полигона // Технологии сейсморазведки. – 2013. – № 3. – С. 64–75.
2. Беляшов А. В., Суворов В. Д., Мельник Е. А. Техногенно-измененные приповерхностные породы на участке Семипалатинского испытательного полигона: характеристика по сейсмическим данным // Технологии сейсморазведки. – 2015. – № 1. – С. 106–110.
3. Буллен К. Е. Введение в теоретическую сейсмологию. – М. : Мир, 1966. – 371 с.
4. Мельник Е. А., Суворов В. Д., Мишенькина З. Р. Петрофизическая интерпретация сейсмоплотностных данных (на примере Муйской впадины) // Технологии сейсморазведки. – 2016. – № 4. – С. 84–91.

5. Суворов В. Д., Мельник Е. А. О петрофизической неоднородности земной коры и верхов мантии в двух районах Сибири по сейсмогравитационным данным и измерениям на образцах горных пород // Физическая мезомеханика. – 2008. – Т. 11, № 1. – С. 101–108.
6. Ganerod G. V. Comparison of geophysical methods for sub-surface mapping of faults and fractures zones in a section of the Viggja road tunnel, Norway // Bulletin of Engineering and the Environment. – 2006. – Vol. 65. – P. 231–243.
7. Nemeth B., Clowes R., Hajnal Z. Lithospheric structure of the Trans-Hudson Orogen from seismic refraction – wide-angle reflection studies // Canadian Journal of Earth Sciences. – 2005. – Vol. 42, N 4. – P. 435–456.

REFERENCES

1. Beljashov A. V., Suvorov V. D., Mel'nik E. A. Sejsmicheskoe izuchenie verhnej chasti razreza na uchastke Semipalatinskogo jadernogo ispytatel'nogo poligona // Tehnologii sejsmorazvedki. – 2013. – № 3. – S. 64–75.
2. Beljashov A. V., Suvorov V. D., Mel'nik E. A. Tehnogenno-izmenennye pripoverhnostnye porody na uchastke Semipalatinskogo ispytatel'nogo poligona: harakteristika po sejsmicheskim dannym // Tehnologii sejsmorazvedki. – 2015. – № 1. – S. 106–110.
3. Bullen K. E. Vvedenie v teoreticheskiju sejsmologiju. – M.: Mir, 1966. – 371 с.
4. Mel'nik E. A., Suvorov V. D., Mishen'kina Z. R. Petrofizicheskaja interpretacija sejsmoplotnostnyh dannyh (na primere Mujskoj vpadiny) // Tehnologii sejsmorazvedki. – 2016. – № 4. – S. 84–91.
5. Suvorov V. D., Mel'nik E. A. O petrofizicheskoj neodnorodnosti zemnoj kory i verhov mantii v dvuh rajonah Sibiri po sejsmogravitacionnym dannym i izmerenijam na obrazcah gornyh porod // Fizicheskaja mezomehanika. – 2008. – Т. 11, № 1. – S. 101–108.
6. Ganerod G. V. Comparison of geophysical methods for sub-surface mapping of faults and fractures zones in a section of the Viggja road tunnel, Norway // Bulletin of Engineering and the Environment. – 2006. – Vol. 65. – P. 231–243.
7. Nemeth B., Clowes R., Hajnal Z. Lithospheric structure of the Trans-Hudson Orogen from seismic refraction – wide-angle reflection studies // Canadian Journal of Earth Sciences. – 2005. – Vol. 42, N 4. – P. 435–456.

© Е. А. Мельник, В. В. Оленченко, 2018

ПРОЯВЛЕНИЕ СВЯЗНОСТИ ТРЕЩИН В СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКИХ ВОЛНОВЫХ ПОЛЯХ

Михаил Александрович Новиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, тел. (383)330-13-37, e-mail: NovikovMA@ipgg.sbras.ru

Вадим Викторович Лисица

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат физико-математических наук, зав. лабораторией вычислительной физики горных пород, тел. (383)330-13-37, e-mail: LisitsaVV@ipgg.sbras.ru

Ярослав Владимирович Базайкин

Институт математики им. С. Л. Соболева, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 4, доктор физико-математических наук, зав. лабораторией римановой геометрии и топологии, тел. (383)329-76-37, e-mail: bazaikin@math.nsc.ru

Работа посвящена анализу зависимости затухания сейсмических волн в трещиновато-пористых флюидонасыщенных средах от связности трещин. Построены модели трещиноватых сред разной степени перколяции методом имитации отжига. Проведены численные эксперименты по прохождению волны в построенных средах. Полученные волновые поля использованы для построения оценок затухания волны на системе трещин. Оценки затухания свидетельствуют о существенном усилении затухания волны с ростом связности трещин.

Ключевые слова: уравнения Био, пороупругость, сейсмические волны, трещиноватость, затухание.

INFLUENCE OF FRACTURE CONNECTIVITY ON SEISMIC AND ACOUSTIC WAVEFIELDS

Mikhail A. Novikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Junior Researcher, phone: (383)330-13-37, e-mail: NovikovMA@ipgg.sbras.ru

Vadim V. Lisitsa

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Head of Laboratory of Numerical Rock Physics, phone: (383)330-13-37, e-mail: LisitsaVV@ipgg.sbras.ru

Yaroslav V. Bazaikin

Sobolev Institute of Mathematics SB RAS, 4, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Head of Laboratory of Riemannian Geometry and Topology, phone: (383)329-76-37, e-mail: bazaikin@math.nsc.ru

In present paper we study correlation between seismic attenuation and fracture connectivity in fractured porous fluid-saturated medium. Fractured medium models were constructed by simulating

annealing technique and then used in numerical simulation of seismic wave propagation. Frequency-dependent attenuation estimates were obtained from resulting wavefields in fractured models. Estimations show that attenuation of seismic waves in fractured fluid-saturated medium grows with fracture connectivity increasing.

Key words: Biot dynamic equations, poroelasticity, seismic waves, fractures, attenuation.

В настоящее время одним из перспективных направлений в геофизике является изучение механизмов затухания сейсмических волн в трещиновато-пористых флюидонасыщенных породах. Поглощение сейсмической энергии волн в трещиноватых резервуарах может свидетельствовать о наличии системы трещин и содержащегося в них флюида, характеризовать его мобильность в трещинах. Один из механизмов затухания – индуцированные проходящей волной потоки флюидов, приводящие к диссипации сейсмической энергии. В последние годы индуцированным сейсмической волной потокам флюидов были посвящены теоретические исследования [1], а также численный анализ процесса с применением численных экспериментов в квазистатической постановке [2] и с применением полноволнового моделирования [3]. В последней работе исследование сосредоточено на выявлении связи между связанностью микромасштабных трещин и частотно-зависимой анизотропией трещиноватой среды, однако в экспериментах использовались относительно простые модели трещиноватых сред, где связность ограничивалась пересечением отдельных пар трещин. Для более глубокого анализа влияния структуры трещиноватой среды на интенсивность затухания, вызванного потоками флюидов, необходимо исследование с использованием мезомасштабных перколирующих систем трещин.

В данной работе рассматриваются трещиноватые модели среды, сгенерированные при помощи метода имитации отжига, максимизирующего функционал, содержащий информацию о перколяции системы трещин. В ходе работы алгоритма имитации отжига с использованием в качестве начальной модели среды с равномерным распределением микромасштабных трещин рассматривалось несколько этапов формирования мезомасштабных кластеров, обеспечивающих требуемую перколяцию в области. Были изучены некоторые геометрические свойства полученных моделей трещиноватых сред, а сами среды были впоследствии использованы для численного полноволнового моделирования. На основе результатов численных экспериментов построены оценки затухания зондирующего сигнала на системе трещин. Оценки демонстрируют сильное влияние связанных трещин на затухание волны, в то время как разреженные системы практически не пересекающихся трещин в основном приводят к сильному рассеянию волны, особенно на относительно высоких частотах.

В ходе исследования рассматриваются трещиноватые среды, содержащие две группы трещин – трещины под углом 0° и 90° к направлению распространения волны. Трещина представляет собой прямоугольник длины 30 мм и ширины 4 мм. Изначально трещины расположены в среде равномерно. Такая трещиноватая модель используется в качестве начальной в алгоритме имитации

отжига. В целевом функционале присутствуют оценка фрактальной размерности системы трещин и вероятность перколяции на квадратном участке области со стороной 250 мм. Вероятность перколяции в некотором смысле определяет степень связанности трещин. На рис. 1. представлены участки трещиноватых сред с разной указанной вероятностью перколяции в порядке ее убывания (4 стадии из 6 рассматриваемых). На рисунке видно, что в среде формируются мезомасштабные кластеры связанных трещин.

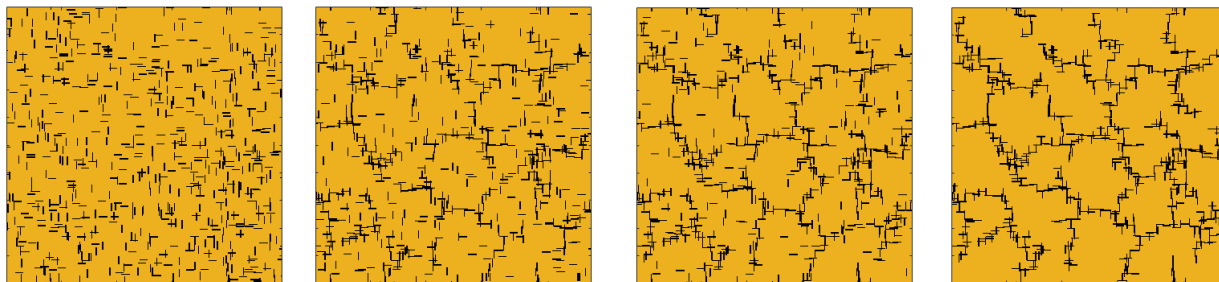


Рис. 1. Участки моделей трещиноватых сред с различной вероятностью перколяции (растет слева направо)

Для дальнейшего исследования смоделированных систем трещин применяется статистический анализ различных топологических характеристик среды. Для каждой системы трещин методами вычислительной геометрии (аналогичным применяемым в распознавании текста) построена срединная линия, которая разбивается на отдельные участки без разветвлений (назовем их «плечами»). На наборе плеч определяется статистическое распределение длин плеч, расстояний между концами плеча, извилистости и числа плеч в зависимости от угла наклона плеча, интегральной кривизны плеч. Результаты статистического анализа представлены на рис. 2.

Качественно результаты совпадают практически для всех стадий. Большинство плеч ориентировано вдоль осей координат, что вызвано ориентацией трещин, формирующих мезомасштабные кластеры. Распределение длин плеч в зависимости от направления свидетельствует о том, что в основном цепочки связанных трещин, представляющие мезомасштабные неоднородности, направлены под углом $\pm 45^\circ$ к осям координат. Заметим, что мы рассматриваем линейное изменение перколяции с равным шагом, однако топологические характеристики мезомасштабной структуры трещиноватой среды слабо изменяются при высокой вероятности перколяции.

Для исследования влияния связанности трещин на затухание проходящей волны был проведен ряд численных экспериментов. В трещиновато-пористой флюидонасыщенной среде, представленной построенными моделями, численно решается задача распространения плоской продольной волны. Проницаемость вмещающей породы $10-9 \text{ м}^2$, материала, заполняющего трещины – $10-13 \text{ м}^2$. Остальные физические свойства обоих материалов совпадают с используемыми в [3].

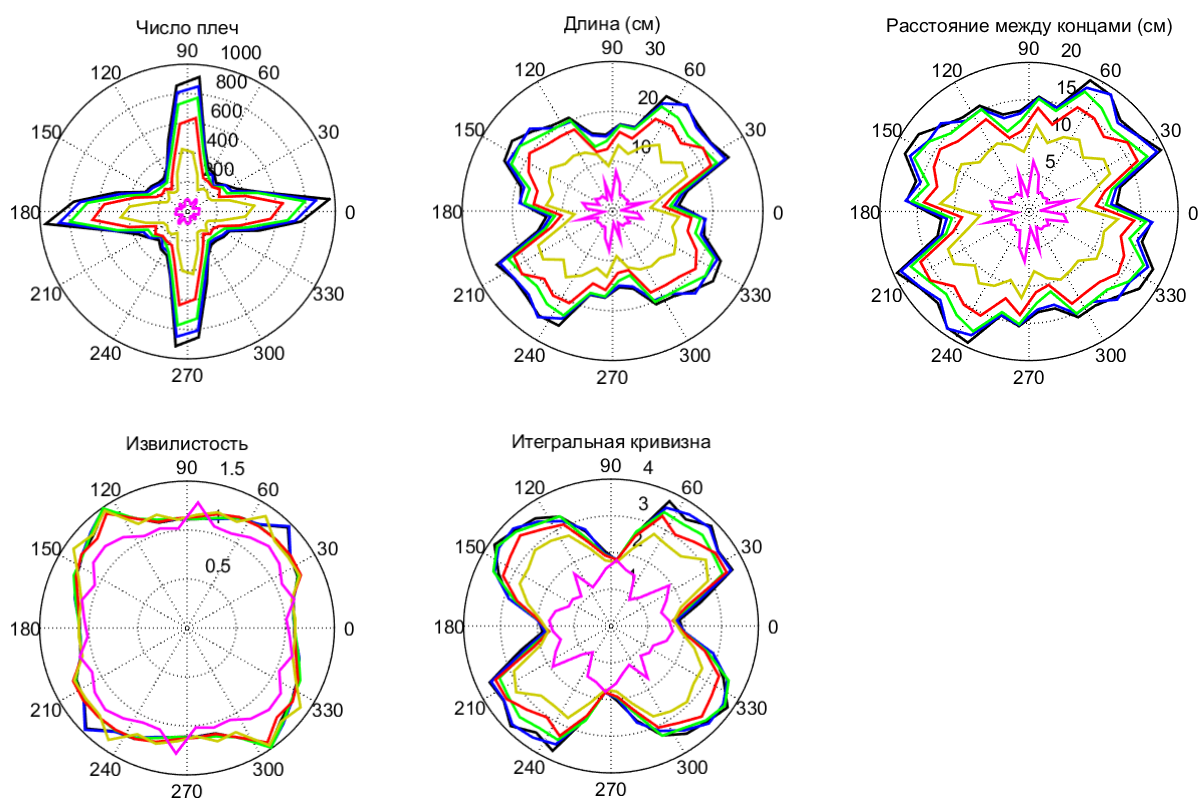


Рис. 2. Статистические характеристики мезомасштабной структуры трещиноватых сред (цвета соответствуют различным стадиям перколяции в порядке убывания ее вероятности: черный, синий, зеленый, красный, желтый, розовый)

Рассматривается прямоугольная расчетная область, граничные условия на верхней и нижней границах – периодические, на правой и левой границах слабоотражающие граничные условия – идеально согласованные слои. Плоская волна выходит из линии источников и регистрируется на двух линиях приемников, до и после трещиноватого участка среды. Было рассмотрено 10 реализаций по 6 стадиям перколяции. Эксперименты проводились для 10 центральных частот волны от 1 до 10 кГц с шагом 1 кГц. На рис. 3 изображена схема расчетной области, применяемой в экспериментах. Размеры расчетной области, слоев PML, а также положение источников и приемников варьировались в зависимости от доминирующей частоты сигнала.

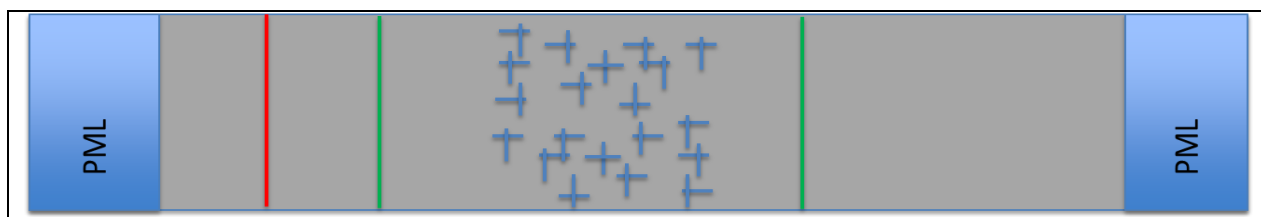


Рис. 3. Схематичное изображение расчетной области (красной линией показано положение источников, зелеными – положение приемников)

Волновые поля давления жидкости в средах трех различных стадий перколяции и соответствующие им участки трещиноватых сред при прохождении плоской волны с центральной частотой 3 кГц представлены на рис. 4.

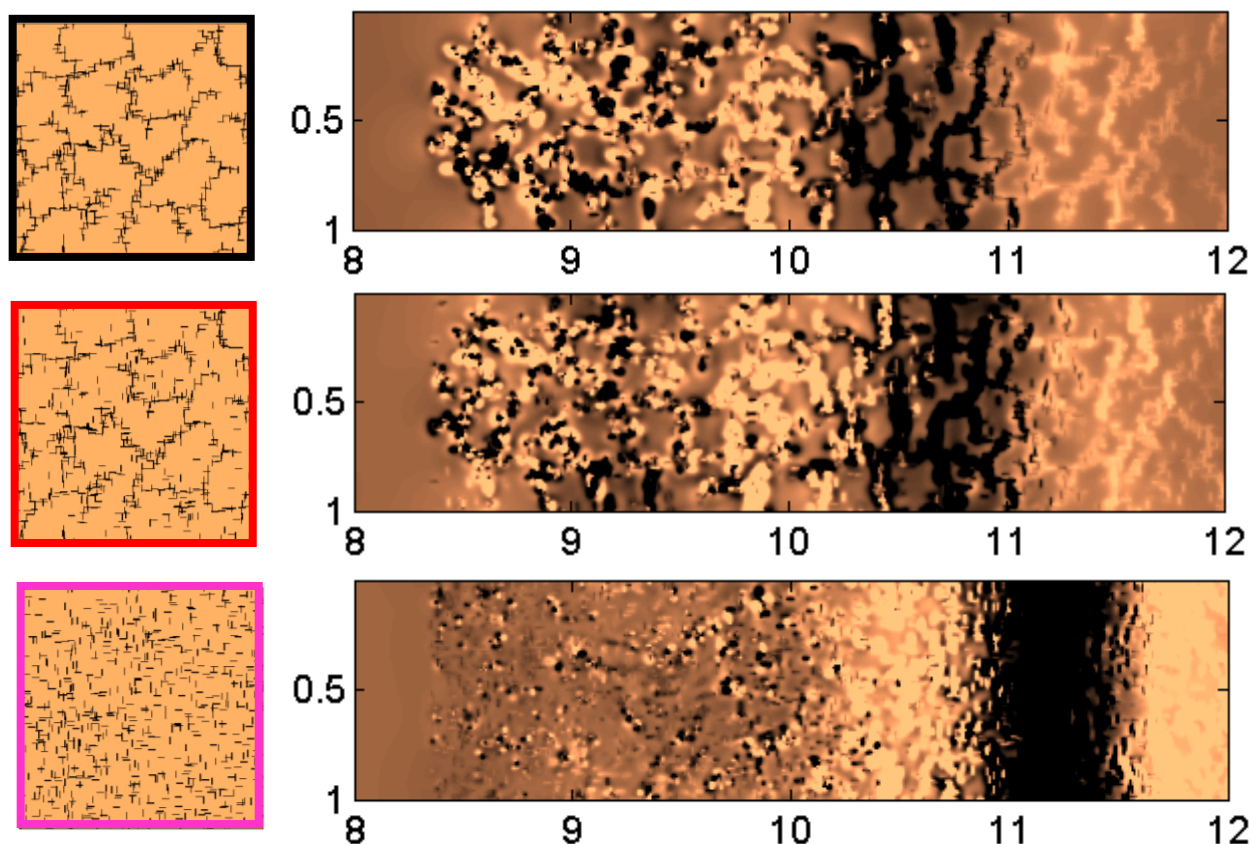


Рис. 4. Части моделей разных стадий перколяции и соответствующие поля давлений (размеры указаны в метрах)

В силу большей проницаемости материала возникают резкие контрасты давления между вмещающей средой и трещинами. Распределение давления за фронтом волны демонстрирует проявление перетоков флюидов между трещинами и вмещающей средой. При наличии систем связанных трещин на фронте волны отчетливо видно, что интенсивность давления жидкости велика именно в трещинах, в то время как на системе несвязанных трещин повышенное давление жидкости успевает распространиться во вмещающую породу. Данное наблюдение свидетельствует о существенном влиянии связности трещин на волновые поля в среде и возникновение перетоков флюида внутри систем трещин, которыми нельзя пренебрегать. Видно, что волна затухает сильнее при более высокой связности трещин. Более того, увеличение степени связности трещин приводит к возникновению более сильных контрастов давления между материалом трещин и вмещающей средой, что приводит к более интенсивным перетокам флюидов между ними и, как следствие, к большему затуханию сейсмической волны.

На рис. 5 изображены осредненные трассы, зарегистрированные на двух линиях приемников для различных моделей шести стадий перколяции. Регистрируемое поле – горизонтальная компонента скорости твердых частиц при центральной частоте входного сигнала 3 кГц.

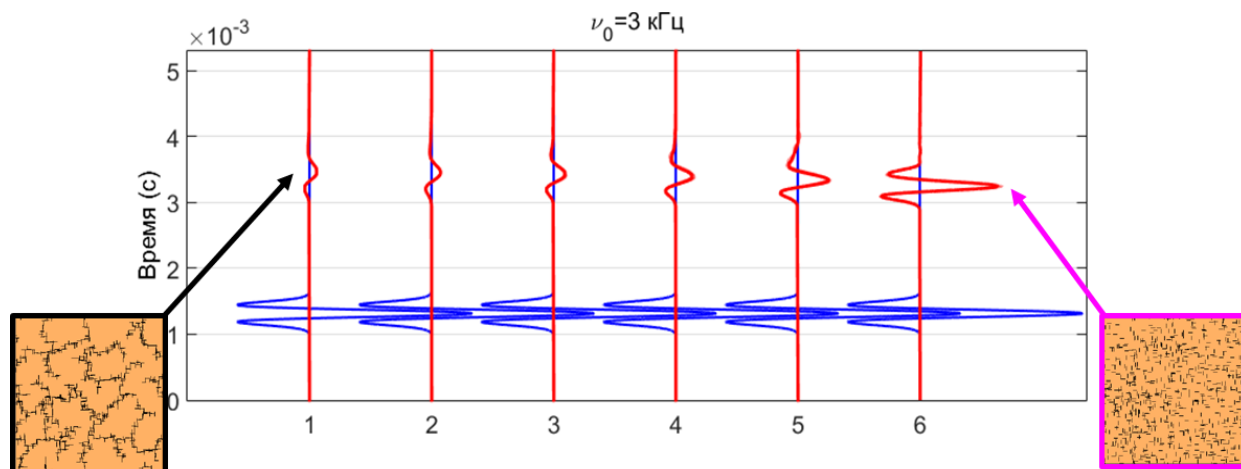


Рис. 5. Трассы, зарегистрированные на двух линиях приемников (синей толстой линией показаны осредненные по 10 реализациям сигналы до вхождения в трещиноватую области, красной – после прохождения в ней; тонкими линиями показаны аналогичные трассы для отдельных реализаций; связность в трещиноватой среде убывает слева направо)

Можно видеть существенное влияние связности трещин на затухание и дисперсию волны, особенно при сильной связности трещин. Малое различие между реализациями свидетельствует о правильности выбора масштабов модели и достаточной репрезентативности.

Для построения оценок частотно-зависимого затухания волн на представленных моделях трещиновато-пористых флюидонасыщенных сред применялась деконволюция сигналов, зарегистрированных на линиях приемников, которая позволяет получать оценку затухания и скорости в диапазоне $[0.5\nu_0, 2\nu_0]$, где ν_0 – центральная частота сигнала. Проведенные численные эксперименты таким образом позволяют построить оценки для рассматриваемого диапазона от 1 до 10 кГц. На рис. 6 изображены построенные частотно-зависимые оценки затухания.

Видно, что растущая связность трещин, а следовательно и характерный размер неоднородности приводит к увеличению затухания проходящей волны. Более того, основной рост затухания происходит на слабо перколирующих моделях. Можно сделать вывод, что относительные изменения структуры трещиноватой среды, в частности, связности, оказывают наибольшее влияние при изначально малых размерах неоднородностей. Для сильно перколирующих моделей, напротив, относительные изменения геометрии системы трещин, приводящие к росту перколяции, незначительны, и поэтому слабо влияют на затухание.

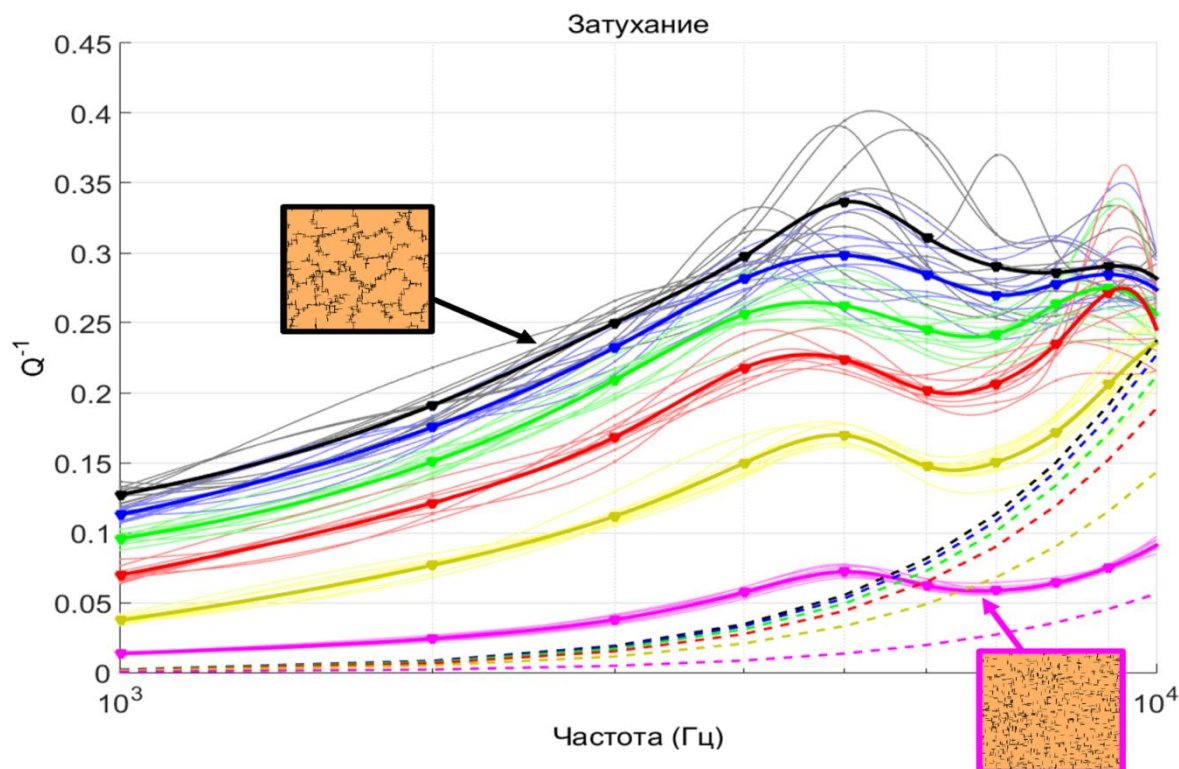


Рис. 6. Зависимость затухания от частоты (цвета соответствуют моделям различных стадий перколяции; вероятность перколяции убывает от черного к розовому; тонкими сплошными линиями показаны результаты для отдельных реализаций, толстыми с треугольниками – осредненное по реализациям затухание; пунктирные линии – теоретические оценки затухания, вызванного рассеянием)

Кроме того, на рис. 6 пунктирными линиями изображены оценки затухания, вызванного рассеянием волны на системе трещин. Теория, представленная в [4], утверждает, что интенсивность рассеяния зависит от длины пространственной корреляции, т. е. от характерных размеров трещин. Построенные для рассматриваемых трещиноватых сред оценки соответствуют теоретическим предположениям. С ростом перколяции характерные размеры неоднородностей растут, что приводит к большему рассеянию сейсмической волны.

В работе представлен алгоритм генерации моделей трещиноватых сред мезомасштабной структуры с конкретным уровнем перколяции в среде. Для генерации моделей использовался метод имитации отжига для установления заданной перколяции модели. Было сгенерировано шесть различных стадий с линейным ростом вероятности перколяции в среде. Для исследования структуры систем трещин были использованы методы вычислительной геометрии, распознавания бинарных изображений. Статистический анализ мезомасштабной структуры, определяющей общую перколяцию модели, показал, что основная ориентация неоднородностей совпадает с ориентацией микромасштабных структур, формирующих систему. Рост перколяции приводит к увеличению средних раз-

меров неоднородностей, ориентированных под углами ± 45 градусов, в то время как средняя извилистость практически не меняется. Однако линейный рост вероятности перколяции приводит к нелинейному росту длины плеч, средняя длина плеч существенно растет при относительно низкой перколяции среды, а при высокой перколяции разница в длине плеч менее значительна.

Результаты численных экспериментов, а также теоретические оценки показывают, что одним из основных факторов, влияющих на затухание волны как за счет потоков флюидов, индуцированных сейсмической волной, так и за счет рассеяния волны на системе трещин, является характерный размер мезомасштабных неоднородностей. Из результатов видно, что рост затухания пропорционален росту средней длины плеча. Более того, представленные поля давлений свидетельствуют о росте градиентов давления, а значит, и затухания, вызванного потоками флюидов между материалом трещин и вмещающей средой, а также о проявлении потоков в системах связанных трещин. Для оценки транспортных свойств трещиноватых резервуаров с применением рассматриваемого подхода на основе построения оценок затухания сейсмической волны необходим дальнейший, более глубокий статистический анализ зависимости между общей перколяцией трещиноватой среды и характеристиками геометрии системы трещин.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда грант 17-17-01128. Расчеты проводились на кластере НКС-30Т Сибирского суперкомпьютерного центра.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Guo J., Rubino J. G., Glubokovskikh S., Gurevich B. Effects of fracture intersections on seismic dispersion: theoretical predictions versus numerical simulations // Geophysical Prospecting. – 2017. – Vol. 65(5). – P. 1264–1276.
2. Rubino J. G., Muller T. M., Guarracino L., et al. Seismoacoustic signatures of fracture connectivity [Text] // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. – 2014. – Vol. 119(3). – P. 2252–2271.
3. Novikov M. A., Caspari E., Lisitsa V. V., et al. Numerical study of fracture connectivity response in seismic wavefields // SEG Technical Program Expanded Abstracts. – 2017. – P. 3786–3790.
4. Rytov S. M. Kravtsov Y. A., Tatarskii V. I. Principles of Statistical Radiophysics 2. Correlation Theory of Random Processes // Springer-Verlag Berlin Heidelberg – 1988. – 234 p.

© М. А. Новиков, В. В. Лисица, Я. В. Базайкин, 2018

СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ЗЕМНОЙ КОРЫ В ЗАБАЙКАЛЬЕ ПО СЕЙСМИЧЕСКИМ ДАННЫМ (ПРОФИЛЬ 1-СБ)

Елена Александровна Мельник

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией глубинных геофизических исследований и региональной сейсмичности, тел. (383)330-60-18, e-mail: MelnikEA@ipgg.sbras.ru

Владимир Дмитриевич Суворов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник лаборатории глубинных геофизических исследований и региональной сейсмичности, тел. (383)330-60-18, e-mail: SuvorovVD@ipgg.sbras.ru

Для земной коры Забайкалья в целом характерны пониженные значения средней скорости 6.2–6.4 км/с во всей ее толще по сравнению со значениями 6.4–6.5 км/с на Сибирской платформе и Алданском щите. При контрастных структурах верхней коры выявлен пологий рельеф Мохо, залегающий на глубинах около 40 км. По данным ГСЗ обнаружены неоднородности в земной коре и изменения скорости в верхах мантии, коррелирующие с структурно-тектоническими блоками по геологическим данным.

Ключевые слова: глубинное сейсмическое зондирование, лучевое трассирование, земная кора, Забайкалье.

REGIONAL TECTONIC STRUCTURE OF THE TRANSBAIKALIA CRUST FROM SIESMIC DATA (PROFILE 1-SB)

Elena A. Melnik

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Head of Laboratory of Deep Geophysical Investigations and Regional Seismology, phone: (383)330-60-18, e-mail: MelnikEA@ipgg.sbras.ru

Vladimir D. Suvorov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptug St., Novosibirsk, 630090, Russia, D. Sc., Chief Researcher, Laboratory of Deep Geophysical Investigations and Regional Seismology, phone: (383)330-60-18, e-mail: SuvorovVD@ipgg.sbras.ru

The Transbaikalia crust in general are characterized by lower average velocity 6.2-6.4 km/s if compare it with 6.4-6.5 km/s on the Siberian platform and Aldansky Shield. The contrasting structures of the upper crust revealed a gentle relief of the Moho, underlying at depths of about 40 km. According to the DSS found corresponding on the location of heterogeneity in the Earth's crust and changes in velocity at the top of the mantle, which are correlated with the structure-tectonic blocks according to the geological data.

Key words: deep seismic investigation, ray tracing, earth crust, Transbaikalia.

Представленные данные являются частью большого комплекса геофизических и геологических исследований вдоль профиля, входящего в систему опорных региональных профилей Российской Федерации [Кашубин и др., 2016]. Задача исследований состоит в изучении глубинного строения крупных геологических провинций, создании современных комплексных геолого-геофизических, структурно-вещественных и геодинамических моделей земной коры и верхней мантии и выяснение закономерностей размещения полезных ископаемых относительно глубинных структур. Профилем 1-СБ пересечен Центрально-Азиатский складчатый пояс (рис. 1), представленный разнообразными и разновозрастными тектоническими структурами, разделенными разломами северо-восточного простирания.

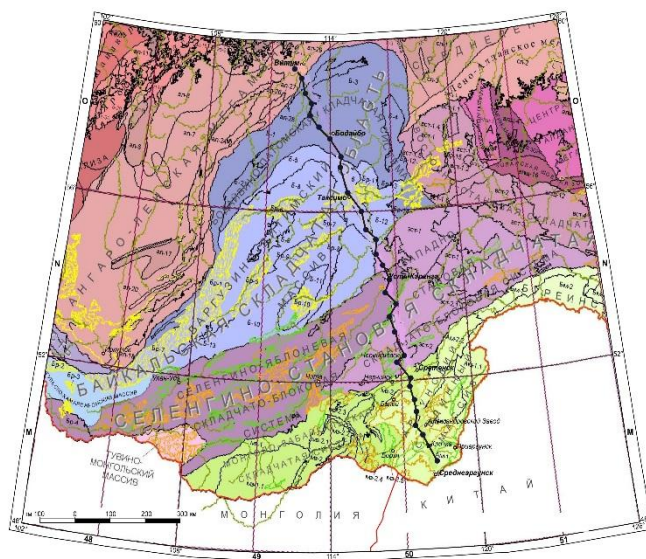


Рис. 1. Схема наблюдений ГСЗ (пункты взрыва – черные кружки) на фрагменте цифровой Тектонической (геолого-структурной) карты России.
М-б 1 : 2 500 000, ФГУП «ВСЕГЕИ», 2003 г.

Рассматриваются результаты изучения всей толщи земной коры по данным ГСЗ. Использованы наблюдения на разобщенных четырех канальных станциях «Роса-А», с шагом между станциями 3–5 км. Возбуждения проводились взрывами тротила до 4–6 т в мелких водоемах с шагом 15–30 км в зависимости от имеющихся возможностей размещения зарядов.

Основным методом построения разреза является прямое лучевое трассирование распространения опорных сейсмических волн, как в первых, так и последующих вступлениях [Zelt & Smith, 1995]. Методом проб и ошибок определяются параметры разреза, при которых различие между наблюдаемыми и теоретическими временами пробега волн, как правило, не превышает 0.1–0.15 с. Однако в отдельных случаях это различие может быть и больше вследствие криволинейности профиля наблюдений из-за влияния трехмерных приповерхностных неоднородностей в горных условиях, где кривизна профиля наибольшая.

На рис. 2 показан пример монтажа сейсмограмм из пункта взрыва (ПВ) 5, расположенного в начальной части профиля, где наиболее полно удалось выделить основные опорные волны ГСЗ. До удалений от источника около 25 км в первых вступлениях выделяется волна с кажущейся скоростью 5.7–5.9 км/с, с удалением от ПВ кажущаяся скорость увеличивается до 6.0–6.3 км/с. Следует особенно подчеркнуть корреляцию локальных аномалий времен с приповерхностными скоростными неоднородностями.

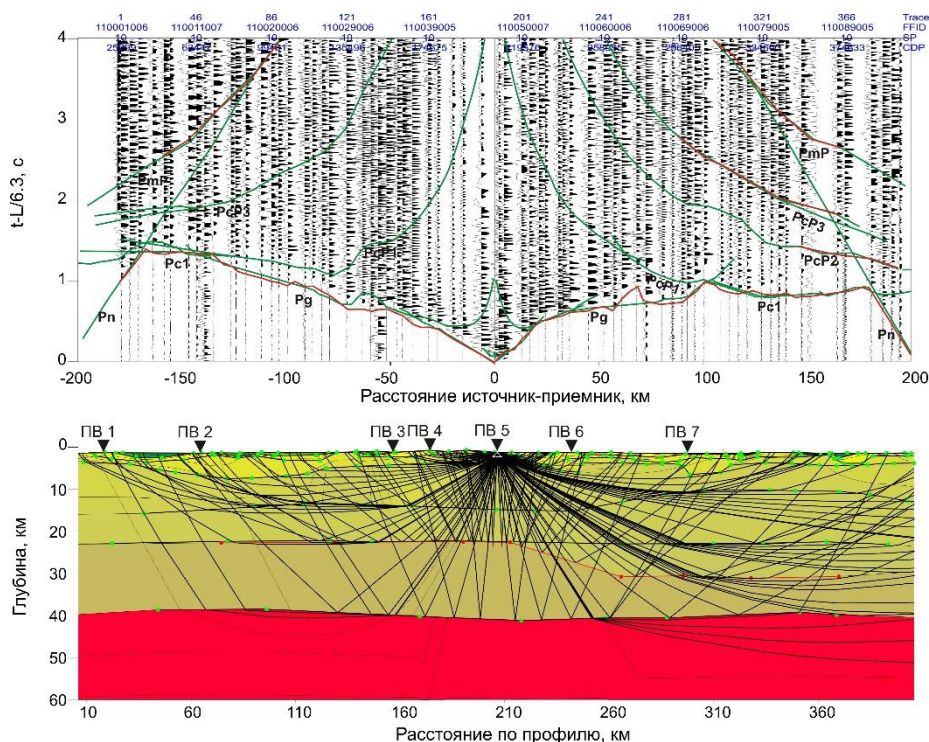


Рис. 2. Результаты моделирования разреза земной коры в окрестности ПВ 5

Вверху сейсмограмма с наблюдаемыми годографами (красные линии) и теоретическими (зеленые) в редуцированном масштабе времен, выбранном для подчеркивания аномалий времен, связанных с неоднородностями верхней коры (скорость редукции 6.3 км/с). Аббревиатуры волн: P_g , P_{c1} – рефрагированные, распространяющиеся в земной коре, P_n , P_mP – преломленные и отраженные волны от Мохо, P_{cP1} , P_{cP2} , P_{cP3} – отраженные от внутрикоровых границ. Внизу лучевая схема распространения волн в скоростной модели. Толстые линии с кружками – сейсмические границы, тонкие – лучевые траектории.

Преломленная волна на Мохо выходит в первые вступления на удалениях свыше 180 км, с кажущейся скоростью около 8.3 км/с. В целом, волны, регистрируемые в первых вступлениях, достаточно интенсивны, и их корреляция не вызывает больших затруднений.

Дополнительно к традиционной корреляции волн в первых вступлениях сделана попытка выделить последующие волны, которые можно отнести к закритическим отражениям от границ в земной коре. Таковыми являются отра-

женные от границ в земной коре волны P_cP_1 , P_cP_2 , P_cP_3 с кажущейся скоростью 6.3–6.5 км/с и отраженная волна от Мохо (P_mP), надежно прослеживающаяся на встречном годографе из ПВ 5 (рис. 2).

Лучевая схема распространения волн в полученной модели земной коры показана на рис. 2 (внизу). Основным условием при моделировании ее структуры по данным ГСЗ является согласованность со свойствами верхней части коры, полученными по данным КМПВ [Суворов и др., 2016, 2017]. Как видно, полностью подобрать параметры модели так, чтобы теоретические и наблюдаемые годографы совпали с точностью до фазы, не удалось, но в целом теоретические годографы первых вступлений повторяют основные аномальные особенности формы годографов.

Особый интерес представляют локальные понижения времен пробега волн в первых вступлениях на удалениях от приемника 60 и 100 км в прямом направлении от ПВ. Одну из них удалось смоделировать путем локального прогиба кровли внутрикоровой границы, возможно представляющую собой глубинное продолжение Монголо-Охотского разлома.

На рис. 3 представлен пример волновой картины и результатов теоретического моделирования опорных волн ГСЗ для ПВ 27.

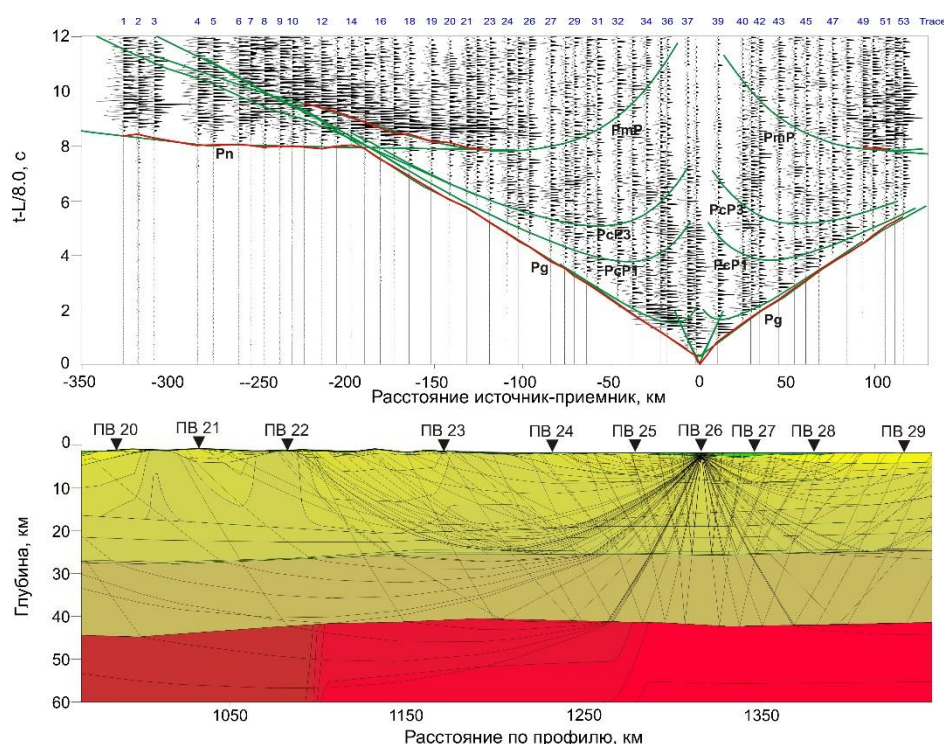


Рис. 3. Результаты моделирования разреза земной коры в окрестности ПВ 26.

Вверху сейсмограмма с наблюдаемыми годографами (красные линии) и теоретическими (зеленые) в редукции 8.0 км/с

Плотная система наблюдений позволяет надежно коррелировать в первых вступлениях преломленную волну на Мохо, кажущаяся скорость для этой части

профиля равна 7.9–8.0 км/с. В последующих вступлениях на встречном годографе надежно выделяется волна, отраженная от Мохо (P_mP). В редукции 8.0 км/с видно, что асимптотическое значение кажущейся скорости волны P_mP не превышает 6.7–6.8 км/с, что ограничивает максимальную скорость в нижней коре. Важно отметить, что природа выделенных волн подтверждается результатами лучевого моделирования.

Некоторая новизна в обработке данных ГСЗ заключается в оценке максимально возможной мощности нижней коры, при которой годографы распространяющейся в ней преломленно-рефрагированной волны с кажущейся скоростью более 6.6–6.7 км/с выпадают из первых вступлений. С уменьшением глубины залегания кровли нижней коры преломленная волна может быть обнаружена. Дополнительные данные о ее глубине на уровне 20–28 км получены по отраженной волне [Крылов и др., 1981].

Сейсмический разрез коры и верхов мантии представлен на рис. 4. Особой характеристикой кристаллической коры Забайкалья в целом являются пониженные значения средней скорости 6.2–6.4 км/с по сравнению с 6.4–6.5 км/с на Сибирской платформе и Алданском щите, в нижней коре которых присутствует слой с повышенной средней скоростью до 6.7–6.9 км/с.

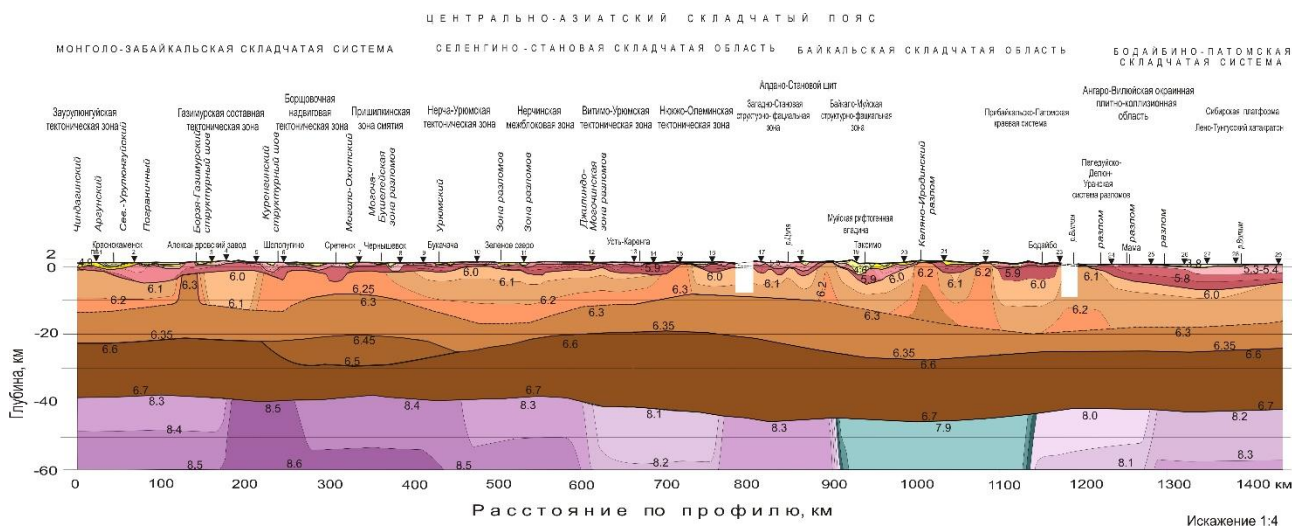


Рис. 4. Сейсмический разрез земной коры по данным рефрагированных волн и ГСЗ (толстыми линиями показаны сейсмические границы со скачком скорости, тонкими – ее изолинии, в км/с; треугольниками с номерами показано положение источников возбуждения; Структурно-тектонические единицы соответствуют тектонической карте М 1 : 1 000 000, листы М-50, N-50, О-49, О-50 (интернет-ресурс <ftp://ftp.vsegei.ru>))

Мезокайнозойские осадочные отложения распространены чаще всего в зонах глубинных разломов и в протяженных прогибах в пределах Монголо-Забайкальской (0–180 км) и Муйской рифтогенной впадин с мощностью до 3 км. Для верхней части кристаллической коры этих блоков характерна сущест-

венная неоднородность, выраженная в локальных изменениях глубины залегания изолиний скорости практически от 0 до 3–5 км. В Селенгино-Становой области рельеф изолиний скорости 6.2–6.3 км/с в верхней коре менее контрастный, а скорость 6.2 км/с наблюдается на значительно большей глубине 10–15 км. Осадочные отложения Сибирской платформы характеризуются двухслойным прогибом, в верхней части которого залегают породы со скоростью около 3.8 км/с, и более мощного второго слоя (5–8 км), заполненного отложениями, характеризующимися скоростями 5.3–5.9 км/с. В целом, мощность осадочной толщи может достигать 7–8 км.

На глубине 10–18 км удалось частично (там, где скачок скорости достигает 0.1 км/с и более) проследить границу в верхней коре с граничной скоростью 6.3 км/с. В первых вступлениях мы наблюдаем преломленную волну от этой границы только на ее приподнятых участках, когда эта волна наблюдается в первых вступлениях. Граница образует пологий подъем протяженностью около 200 км, с апикальной частью на глубине около 10 км, в окрестности Монголо-Охотского разлома (250–450 км профиля), затем погружается под Западно-Становую складчатую систему (450–650 км). Под Алдано-Становым щитом (650–900 км) она снова поднимается до 10–11 км, при переходе в Байкальскую складчатую зону вновь погружается до глубин 16–20 км, и на такой же глубине прослеживается при переходе в Сибирскую платформу. Также интересной особенностью является обнаружение в земной коре корня Кутомарской гранитоидной купольной структуры (120–140 км) со скоростью 6.3 км/с, прослеженного на глубину до 10–12 км, где он теряется на фоне скорости, характерной для верхней-средней коры.

Кровля нижней коры со скачком скорости 6.35–6.6 км/с залегает под Монголо-Забайкальской системой на глубине 20–23 км и погружается в зоне Монголо-Охотского разлома, образуя локальный прогиб (220–450 км профиля), заполненный линзообразной неоднородностью со скоростью 6.45–6.5 км/с. Глубина залегания кровли этой линзы определена по отраженной волне. Далее к северу, под Селенгино-Становой складчатой областью (450–970 км), отмечается пологое поднятие внутрикоровой границы до глубины 20 км с амплитудой около 10 км. Скорость, 6.6–6.7 км/с, в нижней коре вдоль всего профиля остается практически постоянной.

При столь контрастных структурах верхней коры неожиданным является довольно пологий рельеф Мохо, залегающий на глубине от 39–40 км на участке профиля 0–600 км и постепенно увеличивающийся до 45–47 км под Байкальской складчатой областью. Под Сибирской платформой глубина Мохо уменьшается до 40–42 км. Скорость на Мохо изменяется от 7.9 до 8.5 км/с, в пределах блоков с размерами от 100 до 200 км. Наибольшие значения характерны для Монголо-Забайкальской складчатой системы, а наименьшие – для Байкальской складчатой области (рис. 4).

Анализируя в целом структурно-тектонические особенности приповерхностной части коры, полученные по данным КМПВ [Суворов и др., 2017], и всей земной коры по данным ГСЗ, вдоль профиля можно выделить шесть блоков,

коррелирующих определенным образом для всей толщи коры. Первый – на участке 0–200 км, ограниченный Куренгинским структурным швом, который прослеживается с глубиной в направлении на выклинивающуюся часть линзообразной аномалии и далее, до контакта между уменьшением скорости на Мохо от 8.5 до 8.4 км/с.

Второй блок расположен между Куренгинским швом и Монголо-Бушулейским разломом, его северное ограничение наклонно прослеживается до выклинивания линзообразной неоднородности в нижней коре и далее до Мохо, где скорость уменьшается от 8.4 до 8.3 км/с. В пределах этого блока наблюдается поднятие границы со скоростью 6.3 км/с и амплитудой около 8–10 км. В пределах третьего, довольно протяженного блока коры, на участке 400–710 км, с пологой изолинией скорости 6.0 км/с, на глубине 3–5 км, выделен прогиб границы со скоростью 6.3 км/с и амплитудой до 8–10 км. Границу этого блока можно определить положением приповерхностного повышения скорости до 6.2–6.3 км/с на участке к северу от п. Усть-Каренга (700–720 км). В земной коре это аномальное, возможно, магматическое тело коррелируется с утолщением слоя нижней коры (кровля на глубине 20 км).

К четвертому блоку можно отнести Западно-Становую структурно-фациальную зону (Алданский щит, 720–900 км, рис. 1, 4). В его пределах приповерхностная часть коры характеризуется контрастными изменениями скорости в интервале 5.5–6.0 км/с при также значительных вариациях мощности слагающих толщ пород. Эта структура находится в пределах приподнятого положения границы со скоростью 6.3 км/с и ограничена на севере локальной приповерхностной аномалией с повышенной до 6.1–6.2 км/с скоростью. На Мохо эта зона соответствует участку с повышенной до 8.3 км/с скоростью. Более контрастные по глубине аномалии скорости наблюдаются в пределах Байкало-Муйской структурно-фациальной зоны (пятый блок, 900–1190 км), граница которого может расширена до пересечения с р. Алдан. При наклонных зонах сочленения она уверенно может быть соотнесена с Байкальской рифтовой зоной с аномально пониженной до 7.9 км/с скоростью на Мохо [Крылов и др., 1981; Соловьев и др., 2017]. Вблизи поверхности она хорошо выражена в цепочке локальных прогибов, заполненных низкоскоростными отложениями, наиболее мощными (до 3 км) в Муйской рифтовой впадине. Последний блок земной коры (шестой) относится уже к Сибирской платформе и выражен пологим прогибом амплитудой до 8 км, заполненным осадками со скоростью 3.8–5.9 км/с. Зона сочленения его с рифтовой системой выражена локальными повышениями скорости до 6.1–6.3 км/с, прослеженными до глубины около 20 км.

Региональные структурно-тектонические блоки земной коры по данным ГСЗ, которые можно выделить по корреляционным признакам между приповерхностными и глубинными сейсмическими характеристиками, не полностью соответствуют складчатым системам и областям по официально изданным тектоническим картам (см. рис. 1, 4). Это требует уточнения и более обоснованного комплексного геолого-геофизического изучения структурно-тектонических и вещественных характеристик земной коры, особенно в приповерхностной ее

части, в связи с поисками прогнозных критериев размещения месторождений полезных ископаемых.

Работа выполнена при финансовой поддержке Комплексной программы фундаментальных исследований СО РАН по проекту Междисциплинарных интеграционных исследований № 71.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кашубин С. Н., Мильштейн Е. Д., Винокуров И. Ю., Эринчек Ю. М., Сержантов Р. Б., Татаринов В. Ю. Государственная сеть опорных геолого-геофизических профилей, параметрических и сверхглубоких скважин – основа глубинного 3D картографирования территории РФ и ее континентального шельфа // Региональная геология и металлогения. – 2016. – № 67. – С. 43–48.
2. Крылов С. В., Мандельбаум М. М., Мишенькин Б. П., Мишенькина З. Р., Петрик Г. В., Селезнев В. С. Недра Байкала (по сейсмическим данным). – Новосибирск : Наука, 1981. – 104 с.
3. Соловьев В. М., Чечельницкий В. В., Сальников А. С., Селезнев В. С., Лисейкин А. В., Галёва Н. А. Особенности скоростного строения верхней мантии Забайкалья на участке Монголо-Охотского орогенного пояса // Геодинамика и тектонофизика. – 2017. – Т. 8. – N 4. – С. 1065–1082.
4. Суворов В. Д., Мельник Е. А., Мишенькина З. Р., Сальников А. С. Скоростная модель глубинного строения Чульманской впадины по данным первых вступлений // Технологии сейсморазведки. – 2016. – № 2. – С. 109–117.
5. Суворов В. Д., Мельник Е. А., Сальников А. С. Региональное структурно-тектоническое районирование верхней коры Забайкалья по данным КМПВ (профиль 1-СБ, южный участок) // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017. XIII Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т. (Новосибирск, 17–21 апреля 2017 г.). – Новосибирск : СГУГиТ, 2017. Т. 4. – С. 100–105.
6. Zelt C.A., Smith R. Seismic travelttime inversion for 2D crustal velocity structure // Geophys. J. Int. – 1992. – V. 108. – P. 183–204.

REFERENCE

1. Kashubin S. N., Mil'shtejn E. D., Vinokurov I. Yu., Erinchek Yu. M., Serzhantov R. B., Tatarinov V. Yu. Gosudarstvennaya set' opornykh geologo-geofizicheskikh profilej, parametriceskikh i sverhglubokih skvazhin – osnova glubinnogo 3D kartografirovaniya territorii RF i ee kontinental'nogo shel'fa // Regional'naya geologiya i metallogeniya. – 2016. – № 67. – S. 43–48.
2. Krylov S. V., Mandel'baum M. M., Mishen'kin B. P., Mishen'kina Z. R., Petrik G. V., Seleznev V. S. Nedra Bajkala (po sejsmicheskim dannym). – Novosibirsk : Nauka, 1981. – 104 s.
3. Solov'ev V. M., Chechel'nickij V. V., Sal'nikov A. S., Seleznev V. S., Lisejkin A. V., Galyova N. A. Osobennosti skorostnogo stroeniya verhnej mantii Zabajkal'ya na uchastke Mongolo-Ohotskogo orogenного poyasa // Geodinamika i tektonofizika. – 2017. – T. 8. – N 4. – S. 1065–1082.
4. Suvorov V. D., Mel'nik E. A., Mishen'kina Z. R., Sal'nikov A. S. Skorostnaya model' glubinnogo stroeniya Chul'manskoj vpadiny po dannym pervykh vstuplenij // Tekhnologii sejsmorazvedki. – 2016. – № 2. – S. 109–117.
5. Suvorov V. D., Mel'nik E. A., Sal'nikov A. S. Regional'noe strukturno-tektonicheskoe rajonirovanie verhnej kory Zabajkal'ya po dannym KMPV (profil' 1-SB, yuzhnyj uchastok) //

Interekspo GEO-Sibir'-2017. XIII Mezhdunar. nauch. kongr. (g. Novosibirsk, 17–21 aprelya 2017): Mezhdunar. nauch. konf. \Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Ekonomika. Geoekologiya\": Sbornik materialov v 4 t. – 2017. – T. 2. – № 4. – S. 100–105.

6. Zelt C.A., Smith R. Seismic travelttime inversion for 2D crustal velocity structure // Geophys. J. Int. – 1992. – V. 108. – P. 183–204.

© *Е. А. Мельник, В. Д. Суворов, 2018*

СОДЕРЖАНИЕ

1. М. Й. Шумскайте, В. Н. Глинских, А. Д. Дучков, А. Ю. Манаков. Применение метода лабораторной ЯМР-релаксометрии при изучении свойств газовых гидратов.....	3
2. А. В. Яблоков, А. С. Сердюков. Автоматизация спектрального анализа данных поверхностных волн.....	11
3. С. В. Яскевич, А. А. Дучков. Компенсация несинхронности записей скважинных систем наблюдений.....	17
4. В. В. Лапковский, Н. Е. Шмелев. Технология создания и применения обобщенного образа скважины по каротажным данным	23
5. А. А. Василенко, В. А. Чеверда. Регуляризация обратной динамической задачи сейсмоки посредством усечения SVD.....	30
6. А. С. Голубь, К. С. Сердюк, П. А. Лыхин. Моделирование устойчивости буровой колонны в процессе бурения	36
7. Е. В. Вторушин, В. Н. Доровский. Применение нелокальной модели неупругих деформаций к динамической задаче разрушения горной породы	44
8. Н. А. Горевачев, Г. М. Митрофанов. Оценка изменения динамических характеристик сигналов при морских сейсмических исследованиях	50
9. Н. А. Голиков. Измерения анизотропии комплексной диэлектрической проницаемости на образцах терригенного коллектора Западной Сибири.....	59
10. Н. А. Голиков, А. С. Юнашева, М. Й. Шумскайте. Исследование температурной зависимости удельного электрического сопротивления и ЯМР-характеристик мерзлых пород.....	66
11. Д. Е. Аюнов, Л. В. Цибизов, С. А. Казанцев. Температурные процессы на объектах многолетнемерзлых отложений в дельте реки Лены.....	74
12. Н. Н. Велькер, А. В. Бондаренко, А. С. Вершинин, Ю. А. Дашевский. Применение нейронных сетей для решения обратной задачи внутритрубной магнитной дефектоскопии магистральных трубопроводов.....	81
13. С. М. Бабушкин, Н. Н. Неведрова. Глубинное строение в зоне соленосного купола по данным электромагнитного зондирования становлением поля (ЗС)	88
14. П. В. Громыко, В. С. Селезнев, А. В. Лисейкин. Динамические колебания элементов сооружения Саяно-Шушенской ГЭС, вызванные автоколебаниями жидкости в водопроводящем тракте	94

15. Д. Н. Ефремова, В. В. Оленченко, А. А. Гороявчева. Двумерная геоэлектрическая модель широтной зональности многолетнемерзлых толщ.....	102
16. К. Н. Даниловский, В. Н. Глинских, О. В. Нечаев. Разработка пластового LWD-микроимиджера УЭС: обзор известных решений и результаты численного моделирования.....	108
17. Е. И. Есин, Е. С. Богданов, А. Н. Василевский, А. Е. Астафьев, Л. В. Цибизов. Оценка глубин источников магнитных аномалий на археологическом памятнике Алтынказган (Казахстан) методом DEXR.....	116
18. А. А. Заплавнова, В. В. Оленченко, Л. В. Цибизов, П. А. Барсуков. Оценка плодородия почв на основе комплексного геофизического картирования	124
19. В. А. Гурьев, Д. Н. Ефремова, В. В. Оленченко. Геоэлектрические характеристики месторождения Кызыл-Чин (Горный Алтай)	133
20. А. А. Бах, А. Ф. Еманов, В. И. Клёцин. Изучение плотины Богучанской ГЭС методом стоячих волн	138
21. В. Д. Суворов, А. А. Елисеев, Е. А. Мельник. Оценка мощности многолетнемерзлых пород на юго-востоке Вилюйской синеклизы по сейсмическим данным	145
22. В. Н. Захаров, Л. А. Назаров, Л. А. Назарова, В. Л. Шкуратник, П. В. Николенко, М. И. Протасов. Использование томографии в анализе напряженно-деформированного состояния углепородного массива.....	152
23. А. Д. Дучков, Л. С. Соколова. О проблемах поисков месторождений гидратов метана в северных районах Сибири.....	158
24. А. Ф. Еманов, А. А. Еманов, А. В. Фатеев, Е. В. Шевкунова, У. Ю. Ворона, Н. А. Серёжников. Сейсмический эффект промышленных взрывов и сейсмичность Кузбасса.....	167
25. П. С. Лапин, В. В. Оленченко. Проявление интрузивных тел в современном рельефе земной поверхности Колывань-Томской складчатой зоны	176
26. Н. О. Кожевников. Переходные процессы тока и напряжения в генераторной петле – источник системных помех в импульсной индуктивной электроразведке.....	184
27. Ю. И. Колесников, К. В. Федин, Ю. А. Орлов. Физическое моделирование отражения упругих волн от азимутально-анизотропной среды.....	191
28. А. В. Лисейкин, В. С. Селезнев. Способ оценки реакции сооружений на сейсмические воздействия на основе метода когерентного восстановления полей стоячих волн.....	199
29. О. А. Кучай, П. Г. Дядьков, Ю. М. Романенко, З. С. Джумагаalieva. Сейсмотектонические деформации в мексиканской субдукционной зоне	207

30. Ю. Г. Карин, Е. В. Балков, Д. И. Фадеев, А. О. Алымов, Г. Л. Панин. Прототипирование новой аппаратуры электромагнитного профилирования	215
31. С. А. Казанцев, А. А. Кальяк. Совершенствование методики градуировки полупроводниковых термодатчиков.....	223
32. К. А. Золотухина, М. С. Мельгунов. Особенности поступления ^7Be и ^{210}Pb в составе снеговых выпадений юга Западной Сибири (Новосибирск).....	227
33. В. С. Могилатов, В. В. Потапов, А. А. Гороявцева. Анализ и экспериментальное обнаружение гальваноманнитных явлений при зондированиях становлением.....	234
34. М. А. Максимов, И. В. Суродина, В. Н. Глинских. Разработка программно-алгоритмической базы для технологии геомагнитной томографии с использованием данных беспилотной разновысотной магниторазведки.....	241
35. П. А. Лыхин, Т. В. Нефедкина. Нелинейная AVOA-инверсия отраженных продольных и обменных волн в азимутально-анизотропных средах	248
36. В. Н. Глинских, О. В. Нечаев, Ю. Ф. Филиппов. Моделирование и инверсия электрокаротажных данных в моделях с полным тензором электрической анизотропии и наклоном его главных осей.....	257
37. К. Г. Гадыльшин, Д. А. Неклюдов, М. И. Протасов, Н. Г. Исаков, А. П. Правдухин. Алгоритм 3D кинематической томографии на отраженных волнах для построения начальной скоростной модели для миграционного скоростного анализа	265
38. Г. В. Москалев, А. Ю. Соболев. Оценка параметров собственного шума зондов аппаратуры СКЛ-160 в условиях нефтегазовых скважин Западной Сибири	274
39. Н. Н. Неведрова, П. В. Пономарев. Результаты многолетнего мониторинга электрофизических параметров в сейсмоактивной зоне Горного Алтая методами постоянного тока	281
40. Е. А. Мельник, В. В. Оленченко. Комплексная интерпретация данных геофизических исследований в составе инженерно-геологических изысканий	288
41. М. А. Новиков, В. В. Лисица, Я. В. Базайкин. Проявление связности трещин в сейсмоакустических волновых полях	295
42. Е. А. Мельник, В. Д. Суворов. Структурно-тектоническое районирование земной коры в Забайкалье по сейсмическим данным (профиль 1-СБ)	303

CONTENTS

1. M. Y. Shumskayte, V. N. Glinskikh, A. D. Duchkov, A. Yu. Manakov. Application of the Laboratory Method NMR-Relaxometry for Studying the Gas Hydrates Properties	3
2. A. V. Yablokov, A. S. Serdyukov. Automatization of Spectral Analysis of Surface Wave Data	11
3. S. V. Yaskevich, A. A. Duchkov. Nonsynchronized Downhole Microseismic Record Compensation.....	17
4. V. V. Lapkovskii, N. E. Shmelev. Technology of Development and Using the Common Image of Well by Well-logs.....	23
5. A. A. Vasilenko, V. A. Cheverda. Regularization of the Inverse Dynamic Seismic Problem by Truncated SVD.....	30
6. A. S. Golub, K. S. Serdyuk, P. A. Lykhin. Modeling the Stability of the Drill String During Drilling.....	36
7. E. V. Vtorushin, V. N. Dorovsky. Nonlocal Model of Inelastic Deformations Applied to Dynamic Problem of Rock Cutting	44
8. N. A. Goreyavchev, G. M. Mitrofanov. Estimates of Changes in Dynamic Characteristics of Signals in Marine Seismic Investigations	50
9. N. A. Golikov. Measurement of the Anisotropy of the Complex Permittivity on Samples of Sandstone Reservoirs of Western Siberia	59
10. N. A. Golikov, A. S. Yunasheva, M. Y. Shumskayte. Investigation of the Temperature Dependence of the Specific Electrical Resistance and NMR Characteristics of Frozen Rocks.....	66
11. D. E. Ayunov, L. V. Tsibizov, S. A. Kazantsev. Temperature Processes in Objects of Upper Permafrost of Lena River Delta.....	74
12. N. N. Velker, A. V. Bondarenko, A. S. Vershinin, Yu. A. Dashevsky. Application of Neural Networks for Solving the Inverse Problem in Magnetic Pipeline Inspection	81
13. S. M. Babushkin, N. N. Nevedrova. Deep Structures in the Zone of the Saliferous Dome According to Transient Electromagnetic Method.....	88
14. P. V. Gromyko, V. S. Seleznev, A. V. Liseikin. Dynamic Oscillations of Elements of Construction of the Sayano-Shushenskaya Hydroelectric Power Station, Caused by the Autoclasons of the Liquid in a Water-Conducting Tract.....	94
15. D. N. Efremova, V. V. Olenchenko, A. A. Goreyavcheva. Two-dimensional Geoelectric Model of the Width Zonality of Permafrost.....	102
16. K. N. Danilovsky, V. N. Glinskikh, O. V. Nechaev. Development of LWD Resistivity Microimaging Tool: Review of Known Solutions and Forward Modeling Results	108

17. E. I. Esin, E. S. Bogdanov, A. N. Vasilevskiy, A. E. Astafiev, L. V. Tsibizov. Estimation of Depths of Sources of Magnetic Anomalies in the Altynkazgan Archaeological Site (Kazakhstan) Using DEXP Method.....	116
18. A. A. Zaplavnova, V. V. Olenchenko, L. V. Tsibizov, P. A. Barsukov. Assessment of Soil Fertility Based on Integrated Geophysical Mapping.....	124
19. V. A. Gurev, D. N. Efremova, V. V. Olenchenko. Geoelectric Characteristics of the Kyzyl-Chin Deposit (Mountainous Altai).....	133
20. A. A. Bah, A. F. Emanov, V. I. Kletcin. Research of Dam at Boguchany HPP by the Standing Waves Method.....	138
21. V. D. Suvorov, A. A. Eliseev, E. A. Melnik. Estimate Thickness of Permafrost in the Viluyi Basin Southeastern Part by Seismic Data	145
22. V. N. Zakharov, L. A. Nazarov, L. A. Nazarova, V. L. Shkuratnik, P. V. Nikolenko, M. I. Protasov. The Stress-strain Analysis of Coal-rock Mass Using Tomography	152
23. A. D. Duchkov, L. S. Sokolova. About the Problems of the Methane Hydrates Exploration in the Northern Regions of Siberia	158
24. A. F. Emanov, A. A. Emanov, A. V. Fateev, E. V. Shevkunova, U. Y. Vorona, N. A. Serezhnikov. Seismic Effect of Industrial Explosions and Seismicity of Kuzbass	167
25. P. S. Lapin, V. V. Olenchenko. The Manifestation of Intrusive Bodies in the Modern Relief of the Earth's Surface of the Kolyvan-Tomsk Fold Zone.....	176
26. N. O. Kozhevnikov. Transmitter Loop Current and Voltage Transients as a Source of Common Mode Noise in Tem Response Measurements.....	184
27. Yu. I. Kolesnikov, K. V. Fedin, Yu. A. Orlov. Physical Modelling of Elastic Waves Reflection from the Azimuthally Anisotropic Medium.....	191
28. A. V. Liseikin, V. S. Seleznev. An Approach for Estimating the Reaction of Engineering Structures to the Earthquake Effects Based on the Method of Coherent Restoration of Standing Wave Fields	199
29. O. A. Kuchay, P. G. Dyadkov, Yu. M. Romanenko, Z. C. Juma-galiev. Seismotectonic Deformations in the Mexican Subduction Zone	207
30. Yu. G. Karin, E. V. Balkov, D. I. Fadeev, A. O. Alymov, G. L. Panin. Prototyping of New Electromagnetic Profiling Equipment	215
31. S. A. Kazantsev, A. A. Kalyak. Improvement the Method for Calibration of Semiconductor Temperature Sensors	223
32. K. A. Zolotuhina, M. S. Melgunov. The Features of ^7Be and ^{210}Pb Fluxes as Components of Snow Fallout in the South of Western Siberia (Novosibirsk).....	227
33. V. S. Mogilatov, V. V. Potapov, A. A. Goreyavcheva. Analysis and Experimental Detection of Galvanomagnetic Phenomena in Tem	234
34. M. A. Maksimov, I. V. Surodina, V. N. Glinskikh. Development of Software and Algorithmic Bases for the Geomagnetic Tomography Technology Using UAV Magnetic Data from Different Heights.....	241

35. P. A. Lykhin, T. V. Nefedkina. Nonlinear AVOA-Inversion of Pp- +Ps-Reflections in Azimuthal Anisotropic Media	248
36. V. N. Glinskikh, O. V. Nechaev, Yu. Ph. Philippov. Simulation and Inversion of Electrical Logs in Models with a Complete Tensor of Electrical Anisotropy and Tilt of Its Main Axes	257
37. K. G. Gadylshin, D. A. Neklyudov, M. I. Protasov, N. G. Isakov, A. P. Pravduhin. Algorythm of 3D Reflection Tomography for Initial Velocity Model Building for MVA	265
38. G. V. Moskalev, A. Y. Sobolev. Noise Level Parameters Estimation of the SKL-160 Probes under the Oil and Gas Wells Conditions of Western Siberia	274
39. N. N. Nevedrova, P. V. Ponomarev. Multi-year Monitoring Results of Electrophysical Parameters in Altai Mountains Seismoactive Area by Direct Current Resistivity Methods.....	281
40. E. A. Melnik, V. V. Olenchenko. Complex Interpretation of Geophysical Investigation Data as Part of the Engineering-geological Surveys	288
41. M. A. Novikov, V. V. Lisitsa, Y. V. Bazaikin. Influence of Fracture Connectivity on Seismic and Acoustic Wavefields	295
42. E. A. Melnik, V. D. Suvorov. Regional Tectonic Structure of the Transbaikalia Crust from Siesmic Data (Profile 1-SB).....	303

Научное издание

ИНТЕРЭКСПО ГЕО-СИБИРЬ

XIV Международный научный конгресс

Международная научная конференция

**«НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ. ГОРНОЕ ДЕЛО. НАПРАВЛЕНИЯ
И ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКА, РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ.
ЭКОНОМИКА. ГЕОЭКОЛОГИЯ»**

Т. 3

Сборник материалов

Материалы публикуются в авторской редакции

Компьютерная верстка *Е. М. Федяевой*

Изд. лиц. ЛР № 020461 от 04.03.1997.

Подписано в печать 20.09.2018. Формат 60 × 84 1/16.

Усл. печ. л. 18,5. Тираж 100 экз. Заказ 114.

Гигиеническое заключение

№ 54.НК.05.953.П.000147.12.02. от 10.12.2002.

Редакционно-издательский отдел СГУГиТ

630108, Новосибирск, ул. Плеханова, 10.

Отпечатано в картопечатной лаборатории СГУГиТ

630108, Новосибирск, ул. Плеханова, 8.