ГЕОЛОГИЯ И МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВЫЕ РЕСУРСЫ СИБИРИ

ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

№ 4(44) ♦ 2020 Октябрь – декабрь

630091, Новосибирск,
Красный проспект, 67
Тел./факс (383) 230-94-05
E-mail: journal@sniiggims.ru
www.jourgimss.ru

Содержание

ISSN 2078-0575

GEOLOGY
AND MINERAL RESOURCES
OF SIBERIA

QUARTERLY SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL

N4(44) ♦ 2020
October – December

630091, Novosibirsk, Russia
Krasny prospect, 67
Tel./fax +7 (383) 230-94-05
E-mail: journal@sniiggims.ru
www.jourgimss.ru

Content

ISSN 2078-0575

УДК 561.38:551.735.15(571.56)

ПЕРВАЯ НАХОДКА ЛЕПИДОФИТА РОДА *URSODENDRON* В КАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВЕРХОЯНЬЯ (СЕВЕРО-ВОСТОК СИБИРИ)

А. Н. Килясов

Институт геологии алмаза и благородных металлов СО РАН, Якутск, Россия

Приводится описание нового вида, впервые встреченного в каменноугольных отложениях Верхоянья, – представителz рода *Ursodendron* Radczenko. Он обнаружен в сетачанской свите среднего карбона р. Ньимнэчээн (бассейн р. Соболох-Маян) Орулганского хребта (Северное Верхоянье) и отнесен к новому виду *U. nimnecheenense* sp. nov.

Ключевые слова: *Верхоянье, Орулганский хребет, палеоботаника, каменноугольная система, сетачанская свита, флора, лепидофиты, Ursodendron.*

THE FIRST FIND OF LEPIDOPHYTE OF THE *URSODENDRON* GENUS IN CARBONIFEROUS DEPOSITS OF THE VERKHOYANYE (NORTH-EAST OF SIBERIA)

A. N. Kilyasov

Diamond and Precious Metal Geology Institute SB RAS, Yakutsk, Russia

For the first time a representative of the Ursodendron Radczenko genus was found in carboniferous deposits of the Verkhoyanya (Upper Yana region or Verkhoyanye). It it revealed in the Setachanskaya Formation of the Middle Carboniferous of the Nyimnecheen River (basin of the Sobolokh-Mayan River) of the Orulgan Range (Northern Verkhoyanye) and is relegated to a new species U. nimnecheenense sp. nov. A description of the new species is given.

Keywords: *Verkhoyanye, Orulgan Range, paleobotany, Carboniferous system, Setachan Formation, flora, lepidophytes, Ursodendron.*

DOI 10.20403/2078-0575-2020-4-3-7

Род *Ursodendron* Radczenko был выделен Г. П. Радченко [13] из нижнего карбона Саяно-Алтайской горной области и прилегающих районов. Как важную отличительную черту рода он отметил своеобразные листовые подушки, которые не были характерны ни для одного из известных родов вымерших плауновидных: они были уплощенные, постепенно сливающиеся книзу с поверхностью оси растения, значительно отстоящие друг от друга, округло-эллиптической или ромбовидной формы. В результате пересмотра типового материала С. В. Мейен [8, 17] существенно уточнил диагноз рода, указав на такие особенности, как неотчетливые очертания листовых подушек, неопадающие листья, большие лигульные ямки, отсутствие подлистового пузыря, пятки и крыльев.

Типовой вид рода – *U. chacassicum* Radczenko; его таксономический синоним, по мнению С. В. Мейена [8, 17] и В. А. Ананьева [1], – *U. meleshtenkoi* Radczenko. Кроме того, В. А. Ананьев считал, что синонимом типового вида также является *U. distans* (Chachlov) V. Ananiev, однако С. В. Мейен [8, 17] высказывал сомнения в такой интерпретации. Г. П. Радченко включал в состав рода еще два вида из нижнего карбона Европы – *Lepidodendron wijkianum* Heer и *Bothrodendron kidstonii* Weiss, однако С. В. Мейен показал отличия этих европейских форм от типичных представителей рода *Ursodendron*, тем самым сделав заключение, что они не могут быть отнесены к этому роду [8, 17].

По мнению В. Т. Зорина [6], *U. distans* все-таки можно рассматривать как самостоятельный вид, поскольку он отличается от *U. chacassicum* бóльшими размерами стеблей, формой и ориентировкой лигульной ямки, а также формой стелы и наличием пятки у листовой подушки.

Недавно Ю. В. Мосейчик [9, 11] выделила два новых вида указанного рода травянистой размерности – *Ursodendron meyenii* Mosseichik и *Ursodendron izychense* Mosseichik, отличающихся от ранее известных видов формой и размером листовых пластинок и листовых подушек, а также значительно более мелкими побегами. Первый вид был установлен в средне-верхнекаменноугольных отложениях (катская свита) Тунгусского бассейна, а второй – в серпуховском ярусе (сарская свита) Минусинского бассейна. Ю. В. Мосейчик предположила, что в конце раннего карбона представители рода *Ursodendron* сменили жизненную форму: от небольших деревьев со стволами диаметром до 5 см они уменьшились до травянистых форм с диаметром осей не более 4 мм.

Таким образом, до настоящего времени представители изучаемого рода встречались в нижнекаменноугольных отложениях Саяно-Алтайской горной области, южных районов Сибирской платформы (Рыбинская впадина) и Южной Монголии [6, 12, 13]

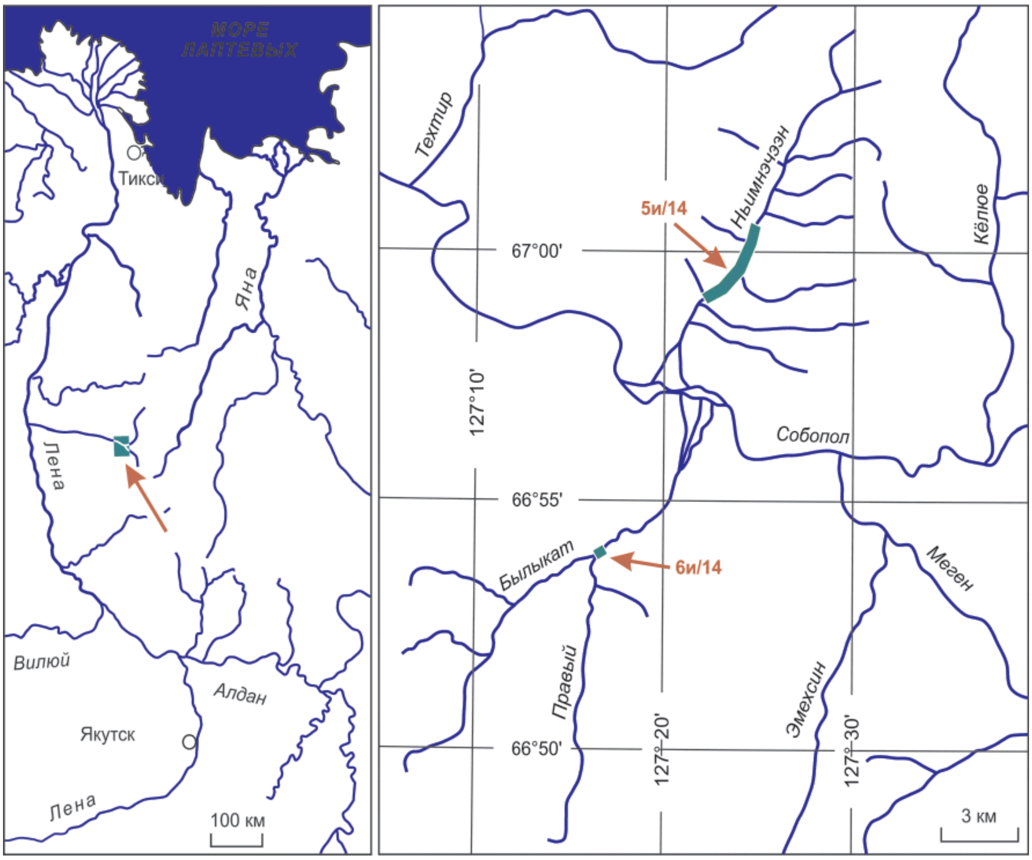


Рис. 1. Местоположение изученных разрезов: 5и/14 – разрез былыкатской и сетачанской свит, 6и/14 – стратотип былыкатской свиты

и среднего – верхнего карбона Тунгусского бассейна [9, 11].

В Верхоянье первые целенаправленные поиски каменноугольных растений проводились Л. А. Мусалитиным в 1958 г. в верховьях р. Соболох-Маян Орулганского хребта [10]. По этим материалам, дополненным повторными сборами из былыкатской свиты (нижний карбон) Орулганского хребта, Н. А. Шведов определил *Tomiodendron persikovii* Schvedow, *Tomiodendron* sp., *Tomiodendron* sp. nov., *Angarodendron tetragonum* (Chachlov) Radczenko, *A.* aff. *obrutschevii* Zalessky, *A.* sp. nov. № 1, *A.* sp. nov. № 2 [14, 15]. В сетачанской свите он обнаружил лепидофиты *Angarodendron obrutschevii* Zalessky, *A. obrutschevii* Zalessky f. *descendata* Lepjechina, A. *zalesskyi* Radczenko [15].

Обширный комплекс был выявлен Е. С. Рассказовой и М. В. Дуранте из 11 местонахождений на Орулганскои хребте, где преобладали отпечатки коры лепидофитов (преимущественно в сохранности Knorria) [5]. В образцах лучшей сохранности ими были определены *Tomiodendron* ex gr. *ostrogianum* (Zallessky) Radczenko, *T. persikovii* Schvedow, *Tomiodendron* sp., *Angarophloios* sp., *Caenodendron*? sp., *Angarodendron* sp., *Lepidophylloides* sp. Позднее М. В. Дуранте [3] отметила сомнительность присутствия в былыкатской свите представителей рода *Tomiodendron* и установила, что среди форм лучшей сохранности преобладают представители рода *Angarodendron*. С ними встречаются *Lophiodendron tyrganense* Zalessky, своеобразные *Angarophloios* sp. и проблематичные *Caenodendron*? sp.

В верхнепалеозойских отложениях Верхоянья М. В. Дуранте [2, 4] выделила три последовательные флоры, сменяющие друг друга снизу вверх по разрезу: лепидофитовую (былыкатская свита), постлепидофитовую (сетачанская свита), кордаитовую (юпенчинская – дулгалахская свиты). По ее мнению, в лепидофитовой флоре преобладают представители родов *Angarodendron* Zalessky и *Lophiodendron* Zalessky, а также присутствуют плауновидные, принадлежавшие, по-видимому, к новым родам. В постлепидофитовой флоре она отмечала почти полное отсутствие плауновидных, за исключением редких *Angarodendron* [3]. В кордаитовой флоре лепидофиты неизвестны.

Из изложенного следует, что до настоящего времени комплекс каменноугольных плауновидных Верхоянья был ограничен лепидофитами родов *Angarophloios*, *Angarodendron*, *Lophiodendron* и *Tomiodendron*.

В 2014 г. автором совместно с И. В. Будниковым, Р. В. Кутыгиным, Л. Г. Перегоедовым и В. И. Макошиным были послойно изучены разрезы нижней части карбона в верховьях р. Соболох-Маян (реки Былыкат и Ньимнэчээн, рис. 1) и собраны новые коллекции ископаемой флоры [7]. В былыкатской свите обнаружены лепидофиты родов *Angarophloios*, *Lophiodendron* и *Tomiodendron* [16]. Также автором изучена коллекция флоры, собранная И. В. Будниковым в 1988 г. в разрезе былыкатской и сетачанской свит по р. Ньимнэчээн. Среди редких остатков флоры из сетачанской свиты среднего карбона был обнаружен отпечаток оси крупного лепидофита

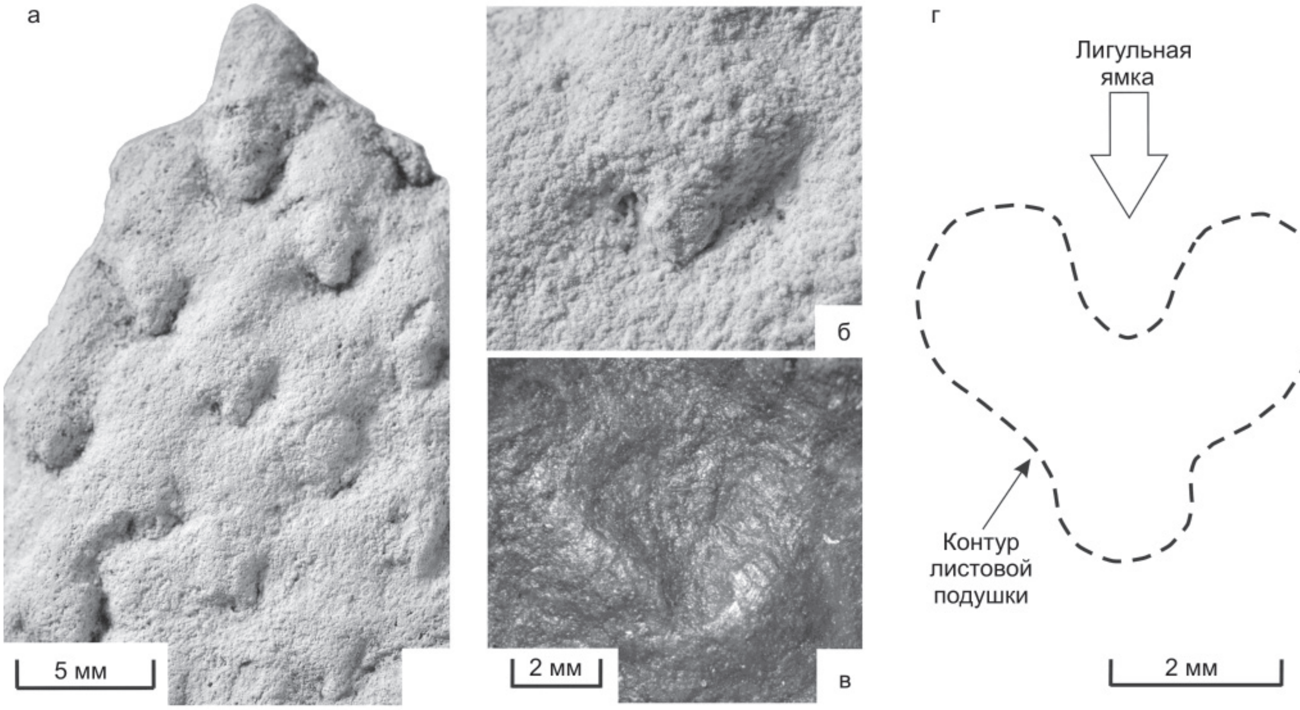


Рис. 2. *Ursodendron nimnecheenense* sp. nov., голотип № 134/295: а – общий вид отпечатка оси; б – отпечаток листовой подушки со слепком лигульной ямки, в – отпечаток другой листовой подушки; г – схематический рисунок листовой подушки с лигульной ямкой

с тесно расставленными листовыми подушками сердцевидной формы, с лигульными ямками при отсутствии пяток, подлистовых пузырей и крыльев. Указанные признаки свидетельствуют о принадлежности этого экземпляра к роду *Ursodendron*, ранее не известному в Верхоянье. Более того, мы считаем, что его следует относить к новому виду *Ursodendron nimnecheenense* sp. nov.

Таким образом, эта находка показывает, что представители рода *Ursodendron* присутствовали в среднекаменноугольное время в Верхоянье. При этом (в отличие от другого среднекаменноугольного вида *Ursodendron meyenii* травянистой размерности) они представляли собой небольшие деревья.

Надродовая систематика приведена по Ю. В. Мосейчик (2018).

Отдел Pteridophyta (птеридофиты)
Класс Lycopodiopsida (Lycopsida) (плауновидные)
Порядок Mirastrobales (мирастробовые)
Семейство Mirastrobaceae (мирастробовые)
Род *Ursodendron* Radczenko, 1960, emend. S. Meyen, 1972
Ursodendron nimnecheenense Kilyasov, sp. nov.

Название вида по р. Ньимнэчээн.

Голотип. ИГАБМ СО РАН, экз. № 134/295, отпечаток коры лепидофита с листовыми подушками; Северное Верхоянье, хр. Орулган, верховья р. Соболох-Маян, р. Ньимнэчээн; средний карбон, башкирский ярус, сетачанская свита, сл. 15. Обр. 4и/88-15(850).

Описание. Материал представлен единственным отпечатком фрагмента коры с листовыми подушками (рис. 2). Ширину стебля определить не удалось, так как в коллекции имеется единственный отпечаток. Видимые размеры стебля в ширину достигают 35 мм, в длину 53 мм. На отпечатке хорошо сохранились листовые подушки. Они имеют близкую к сердцевидной форму со слегка округлыми краями. Контуры подушек не очень отчетливые. Листовые подушки слегка вытянуты горизонтально, их длина около 7 мм, ширина примерно 7,7 мм. В пазухах листовых подушек отчетливо видны и ярко выражены слепки крупных лигульных ямок глубиной от 1,5 до 2 мм, шириной 0,8–1,2 мм.

Листорасположение лепидодендроидное с отчетливыми ортостихами. Листовые подушки расположены очень близко друг к другу. Они имеют выдержанные размеры и практически не изменяются на всей поверхности рассматриваемого экземпляра. Расстояние между соседними листовыми подушками в горизонтальном ряду составляет около 2,7 мм, в вертикальном – примерно 1,25 мм.

Сравнение. От наиболее близкого вида *U. distans* (Chachlov, 1940) Meyen, 1973 новый вид отличается формой листовых подушек и их расположением на побеге. У *U. nimnecheenense* листовые подушки крупнее и вытянуты горизонтально, а у *U. distans* они меньше размером и оттянуты в нижней части края листовой подушки. Кроме того, у нового вида листовые подушки очень плотно расставлены по отношению друг к другу, тогда как у *U. distans* – широко. Сравнительно с остальными видами рода *Ursodendron* приведенные отличия (крупные размеры листовых подушек и их тесное расположение по отношению друг к другу) еще более существенные.

Распространение. Средний карбон Северного Верхоянья.

Материал. Один экземпляр отпечатка коры лепидофита с листовыми подушками.

Описанный экземпляр хранится в ИГАБМ СО РАН.

Автор выражает искреннюю благодарность Р. В. Кутыгину (ИГАБМ СО РАН, Якутск) и Ю. В. Мосейчик (ГИН РАН, Москва) за ценные советы и замечания.

Исследования выполнены по государственному заданию ИГАБМ СО РАН и при поддержке РФФИ, проект 18-05-00191.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Ананьев В. А.** Лепидофит *Ursodendron dis*tans (Chachlov) nov. comb. из отложений нижнего карбона Минусинских впадин и Кузнецкого бассейна // Природа Кузбасса. – Новокузнецк, 1973. – С. 182–187.

2. **Дуранте М. В.** Верхнепалеозойские флоры и стратиграфия Верхоянья // Палеоботанический временник. Прил. к журн. «Lethaea rossica». – 2013. – Вып. 1. – С. 109–111.

3. **Дуранте М. В.** Комплексы растительных остатков каменноугольных отложений Верхоянья // Геодинамика, магматизм и минерагения континентальных окраин севера Пацифики // Матер. Всерос. совещ., посвящ. 90-летию акад. Н. А. Шило (XII годичное собрание Северо-Восточного отделения ВМО, Магадан, 3–6 июня 2003 г.). Т. 1. – Магадан, 2003. – С. 100–101.

4. **Дуранте М. В.** Последовательность позднепалеозойских флористических комплексов Верхоянья // Lethaea rossica. Российский палеоботанический журнал. – 2010. – Т. 2. – С. 45–54.

5. **Дуранте М. В., Израилев Л. М.** Флористические комплексы и стратиграфия каменноугольных и пермских отложений меридиональной части Западного Верхоянья // Бюл. МОИП. Отд. геологии. – 1977. – Т. 52 (4). – С. 112–123.

6. **Зорин В. Т.** Нижний карбон Минусинского прогиба (стратиграфия и флора). – СПб., 1998. – С. 108–123.

7. **Кутыгин Р. В., Килясов А. Н., Будников И. В.** О древнейшей флоре верхнего палеозоя Верхоянья и возрасте былыкатской свиты // Отечественная геология. – 2016. – № 6. – С. 73–80.

8. **Мейен С. В.** Каменноугольные и пермские лепидофиты Ангариды // Теоретические проблемы палеоботаники. – М.: Наука, 1990. – С. 76–124.

9. **Мосейчик Ю. В.** Томиодендроидные лепидофиты из карбона Ангариды // Lethaea rossica. Российский палеоботанический журнал. – 2015. – Т. 16. – С. 12–22.

10. **Мусалитин Л. А.** К выделению былыкатской, собопольской и халджинской свит в толще верхнепалеозойских отложений бассейна р. Собопол // Материалы по геологии и полезным ископаемым Якутской АССР. – 1961. – Вып. 4. – С. 69–77.

11. **Палеоботанический** временник. Прил. к журн. «Lethaea rossica. Российский палеоботанический журнал». Вып. 2. – М.: ГЕОС, 2015. – 280 с.

12. **Палеонтология** Монголии / Г. М. Братцева, Л. Гэрэлцэцэг, И. А. Добрускина и др. // Флора фанерозоя. – М.: ГЕОС, 2009. – 356 с.

13. **Радченко Г. П.** Новые раннекаменноугольные плауновидные Южной Сибири // Новые виды древних растений и беспозвоночных СССР. – М., 1960. – С. 15–28.

14. **Шведов Н. А.** Описание остатков растений // Опорный разрез каменноугольных и пермских отложений Северного Верхоянья. Т. 5. – Л., 1965. – С. 4–37.

15. **Шведов Н. А.** Растительные остатки // Стратиграфия каменноугольных и пермских отложений Северного Верхоянья. – Л.: Недра, 1970. – С. 141–150.

16. **Kilyasov A. N.** Ancient middle-carboniferous flora of the Orulgan Range (Northern Verkhoyansk) and justification of age Bylykat Formation // 18th International multidisciplinary scientific geoconference. – 2018. – Vol. 18. – P. 11–18.

17. **Meyen S. V.** Carboniferous and Permian lepidophytes of Angaraland // Palaeontographica. Abt. B. – 1976. – Bd. 157. – P. 112–157.

REFERENCES

1. Ananyev V.A. [Lepidophyte *Ursodendron distans* (Chachlov) nov. comb. from Lower Carboniferous deposits of Minusinsk depressions and Kuznetsk basin]. *Priroda Kuzbassa* [Kuzbass Nature]. Novokuznetsk, 1973, pp. 182–187. (In Russ.).

2. Durante M.V. [Upper Paleozoic flora and stratigraphy of Verkhoyanye]. *Prilozheniye k zhurnalu "Lethaea rossica" – Application to "Lethaea rossica"*, 2013, iss. 1, pp. 109–111. (In Russ.).

3. Durante M.V. [Complexes of plant fragments of the Verkhoyanye Carboniferous deposits]. *Geodinamika, magmatizm i minerageniya kontinentalnykh okrain severa Patsifiki. Materialy Vserossiyskogo soveshchaniya, posvyashchennye 90-letiyu akad. N. A. Shilo (XII godichnoye sobr. Severo-Vostochnogo otd. VMO. T. 1)* [Geodynamics, magmatism and minerageny of continental margins of the Pacifics. Materials of All-Russian Conference devoted to the 90th anniversary of academician N.A.Shilo (12th Annual Meeting of North Eastern Branch of Eastern Mineralogic Society). Vol. 1]. Magadan, 2003, p. 100–101. (In Russ.).

4. Durante M.V. [Succession of Late Paleozoic floral complexes of Verkhoynaya]. *Lethaea rossica*, 2010, vol. 2, pp. 45–54 (In Russ.).

5. Durante M.V., Izrailev L.M. [Floral complexes and stratigraphy of Carboniferous and Permian deposits of meridional part of West Verkhoyanye]. *Byulleten MOIP. Otd. geologii,* 1977, vol. 52 (4), pp. 112–123. (In Russ.).

6. Zorin V.T. *Nizhnii karbon Minusinskogo progiba (stratigrafiya i flora)* [Lower Carboniferous of the Mi-

nusa Trough: Stratigraphy and Flora]. St. Petersburg, 1998, pp. 108–123. (In Russ.).

7. Kutygin R.V., Kilyasov A.N., Budnikov I.V. [On most ancient flora of the Verkhoyanye Upper Paleozoic and age of the Bylykat Formation]. *Otechestvennaya geologiya – National Geology*, 2016, no. 6, pp. 73–80. (In Russ.).

8. Meyen S.V. [Carboniferous and Permian lepidophytes of Angarida]. *Teoteticheskiye problemy paleobotaniki* [Theoretical problems of paleobotanics]. Moscow, Nauka Publ., 1990, pp. 76–124. (In Russ.).

9. Mosseichik Yu.V. [Tomiodendroid lepidiphytes from the cfrboniferous of Angaraland], *Lethaea rossica. Rossiyskiy paleobotanicheskiy zhurnal – Lethaea rossica. Russian Paleobotanic Journal*, 2015, vol. 16, pp. 12–22. (In Russ.).

10. Musalitin L.A. [To the allocation of the Bylykatskaya, Sobopolskaya and Khaldzhinskaya Formations in the Upper Paleozoic sediments of the Sobopol river basin]. *Materialy po geologii i poleznym iskopaemym Yakutskoy ASSR* [Materials on geology and minerals of the Yakut ASSR], 1961, iss. 4, pp. 69–77. (In Russ.).

11. *Paleobotanicheskiy vremennik. Prilozheniyu k zhurnalu "Lethaea rossica. Rossiyskiy paleobtanicheskiy zhurnal"* [Paleobotanical Chronicle. Appendix to the journal "Lethaea rossica. Russian paleobotanical journal"]. Yu.V. Mosseichik ed. 2015, iss. 2. 280 p. (In Russ.).

12. Bratseva G.M., Gereltsetseg L., Dobruskina I.A., et al. [Paleontology of Mongolia]. *Flora Fanerozoya* [Flora of the Phanerozoic]. Moscow, GEOS Publ., 2009. 356 p. (In Russ.).

13. Radchenko G.P. [New Early Carboniferous lycopsids of the Southern Siberia]. *Novye vidy drevnikh rasteniy i bespozvonochnykh SSSR* [New species of ancient plants and invertebrates of the USSR]. Moscow, 1960, pp. 15–28. (In Russ.).

14. Shvedov N.A. [Description of vegetable remains]. *Opornyy razrez kamennougolnykh i permskikh otlozheniy Severnogo Verkhoyanya* [Reference section of Carboniferous and Permian deposits of the Northern Verkhoyanye. Vol. 5]. Leningrad, 1965, pp. 4–37. (In Russ.).

15. Shvedov N.A. [Plant remains] *Stratigrafiya kamennougolnykh i permskikh otlozheniy Severnogo Verkhoyanya* [Stratigraphy of Carboniferous and Permian deposits of the North Verkhoyanye]. Leningrad, Nedra Publ., 1970, pp. 140–150. (In Russ.).

16. Kilyasov A.N. Ancient middle-carboniferous flora of the Orulgan Range (Northern Verkhoyansk) and justification of age Bylykat Formation. *18th International multidisciplinary scientific geoconference*, 2018, vol. 18, pp. 11–18.

17. Meyen S.V. Carboniferous and Permian lepidophytes of Angaraland. *Palaeontographica*. Abt. B, 1976, bd. 157, pp. 112–157.

№ 4(44) ♦ 2020

УДК (552.5:004.9):551.762.2(571.16)

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ИСТОРИИ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ ПЕСЧАНЫХ ТЕЛ СРЕДНЕЮРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА (НА ПРИМЕРЕ ГЕРАСИМОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

М. О. Федорович, А. Ю. Космачева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

В программном комплексе DIONISOS (Beicip-Технологии) проведены реконструкция условий накопления и фациальное моделирование песчаных пластов-коллекторов $Ю_6$–$Ю_{10}$ тюменской свиты и углисто-глинистых пачек, играющих роль флюидоупоров, в пределах Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения, которое расположено на юге Парабельского района Томской области. Реконструкции фациальных обстановок позволяют последовательно восстановить условия и создать общую принципиальную модель накопления песчано-глинистых отложений среднеюрского НГК на данной территории. Полифациальные отложения байоса представлены песками дельтовых рукавов и устьевых баров, подводного склона дельты, надводной и подводной дельтовых равнин, глинисто-углистыми осадками пойменных озер, болот, маршей и лагун, глин, образующихся на границе надводной и подводной дельтовых равнин, алевритовыми отложениями надводной и подводной дельтовых равнин, глинами продельты. В результате построения фациальной модели 3D показано, что субконтинентальные обстановки накопления песчаных пластов $Ю_8$–$Ю_{10}$ сменяются дельтовыми и пойменно-озерно-болотными, и формирование пластов $Ю_6$–$Ю_7$ происходит в условиях прибрежной равнины, периодически заливаемой морем. Всего выделено пять литотипов песчаных отложений: один – глинисто-углистых, два – глинистых и один – алевритовых. Выполнено компьютерное фациальное 3D моделирование комплекса песчаных тел – коллекторов УВ байосского возраста для Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения.

Ключевые слова: *фациальное моделирование, литофации, литотипы, среднеюрский нефтегазоносный комплекс, тюменская свита, Герасимовское месторождение, Западно-Сибирский осадочный бассейн.*

COMPUTER MODELING OF THE SAND BODIES DEPOSITIONAL HISTORY OF THE MIDDLE JURASSIC PETROLEUM PLAY (BY THE EXAMPLE OF THE GERASIMOVSKOE FIELD, WESTERN SIBERIA)

M. O. Fedorovich, A. Yu. Kosmacheva

A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia

The present paper describes the DIONISOS software package (Beicip-Technologies), where the reconstruction of the accumulation conditions and facies modeling of sand reservoirs Yu_{10}, Yu_9, Yu_8, Yu_7 and Yu_6 of the Tyumenskaya Formation and carbonaceous-clay members acting as fluid seals within the Gerasimovskoye oil and gas condensate field located in the south of the Parabel district of the Tomsk region. Reconstructions of facies environments make it possible to consistently restore conditions and create a general principled model of the accumulation of sandy-argillaceous deposits of the Middle Jurassic PP in a given territory. Polyfacies deposits of the Bajocian are represented by sands of distributaries and stream-mouth bars, underwater slope of delta, above-water and underwater delta plains, argillaceous-carbonaceous sediments of floodplain lakes, bogs, marshes and lagoons, clays formed at the border of the above-water and underwater deltaic plains, silt deposits of above-water and underwater delta plains, prodelta clays. As a result of the 3D facies model construction, it is shown that the subcontinental sedimentary environments of sand reservoirs Yu_{10}–Yu_8 are replaced by deltaic and floodplain-lacustrine-boggy ones, and the formation of Yu_7–Yu_6 reservoirs occurs in conditions of coastal plain, periodically flooded by the sea. In total, 5 lithotypes of sand deposits have been identified, 1 – argillaceous-carbonaceous, 2 – argillaceous and 1 – silty. Computer facies 3D modeling of the sand bodies assemblage (hydrocarbon reservoirs) of the Bajocian age for the Gerasimovskoye oil and gas condensate field has been performed.

Keywords: *facies modeling, lithofacies, lithotypes, Middle Jurassic petroleum play, Tyumenskaya Formation, Gerasimovskoye field, West-Siberian sedimentary basin.*

DOI 10.20403/2078-0575-2020-4-8-13

Значение трудноизвлекаемых запасов углеводородов из сложно построенных и глубокозалегающих залежей для нефтегазовой отрасли России стремительно возрастает. Существенная доля трудноизвлекаемой нефти сосредоточена в среднеюрских отложениях тюменской свиты, разработка которых активизировалась к настоящему времени [10]. Основной целью данной работы является компьютерное 3D моделирование строения и реконструкция условий накопления нефтеносных песчаных пластов-коллекторов тюменской свиты в пределах Герасимовского месторождения.

По величине начальных извлекаемых запасов нефти и газа Герасимовское месторождение относится к категории мелких, продуктивные пласты байосского возраста имеют сложное полифациальное строение, не выдержаны по простиранию. Месторождение находится в разработке, но требуется его доразведка и переоценка запасов углеводородов (УВ) в связи с истощением фонда залежей антиклинального типа как в районе исследований, так и в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) в целом [10]. В данной работе использованные авторами современные методы исследований и разработанные крупнейшими нефтесервисными компаниями программные средства позволяют принципиально уточнить геологические модели продуктивных пластов-коллекторов, повышая их детальность и достоверность.

Герасимовское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное на юге Парабельского района Томской области, в соответствии с тектонической картой юрского структурного яруса юго-востока Западной Сибири приурочено к одноименному локальному поднятию, осложняющему юго-западную часть Пудинского мезоподнятия [2]. Согласно нефтегазогеологическому районированию юго-восточных районов Западной Сибири территория исследования принадлежит к Пудинскому нефтегазоносному району. Сложно построенные залежи жидких углеводородов тюменской свиты Герасимовского месторождения, в различной степени контролирующиеся структурным, литологическим и тектоническим факторами, сосредоточены в песчаных пластах $Ю_6$–$Ю_{10}$, для которых роль флюидоупоров играют углисто-глинистые пачки [3].

Рассматриваемые отложения накапливались в течение байосского времени (леонтьевский горизонт – нижняя часть малышевского) [7]. Существуют различные точки зрения на обстановки их осадконакопления [1, 4, 5]. Построенная в рамках данного исследования модель основана на представлениях, принятых в ИНГГ СО РАН [5]. По мнению А Э. Конторовича с соавторами, в юго-восточной части Западно-Сибирского бассейна низкое положение базиса эрозии послужило причиной возникновения обширных озерных водоемов и формирования значительных по площади пойм в речных долинах; увеличилось содержание алеврито-глинистого материала, начались интенсивные процессы торфонакопления. В байосский век происходило постепенное превращение аллювиальной аккумулятивной равнины с типичным режимом континентальной седиментации в прибрежную равнину, часто затапливаемую водами ингрессировавшего морского бассейна (рис. 1).

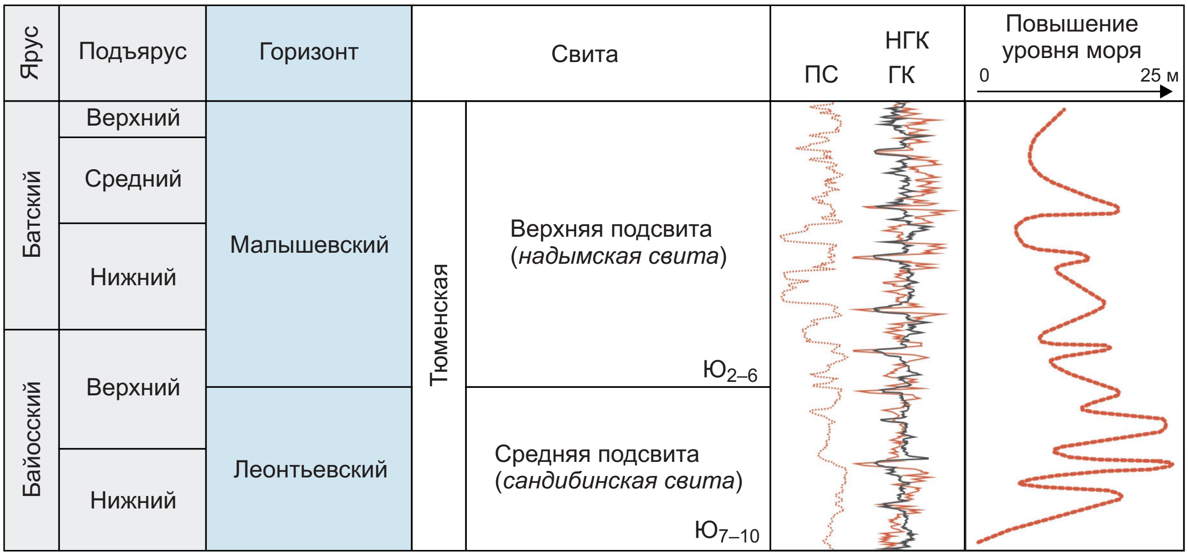


Рис. 1. Изменение относительного уровня моря во время накопления леонтьевского и малышевского горизонтов

Песчаные пласты $Ю_7$–$Ю_{10}$ относятся к средней подсвите тюменской свиты (сандибинская свита), которая сложена песчаниками серыми, чередующимися с алевролитами и углистыми глинами. Песчаный пласт $Ю_6$ залегает в подошве верхней подсвиты тюменской свиты (надымская свита), которая представлена глинами серыми алевритистыми, чередующимися с глинистыми песчаниками, алевролитами и пропластками углей [7].

Создание геологических моделей в настоящее время является необходимым элементом при разведке и разработке месторождений углеводородов. Новейшие программные пакеты дают возможность интегрировать различные источники данных в рамках одной модели. Построение фациальной модели Герасимовского месторождения выполнено в программном продукте DIONISOS, который позволяет реконструировать архитектуру фаций, изменяющуюся с течением геологического времени; определять характер распределения вещественного состава пород, палеобатиметрию бассейна и роль источников сноса при транспортировке и распределении осадочного материала [6].

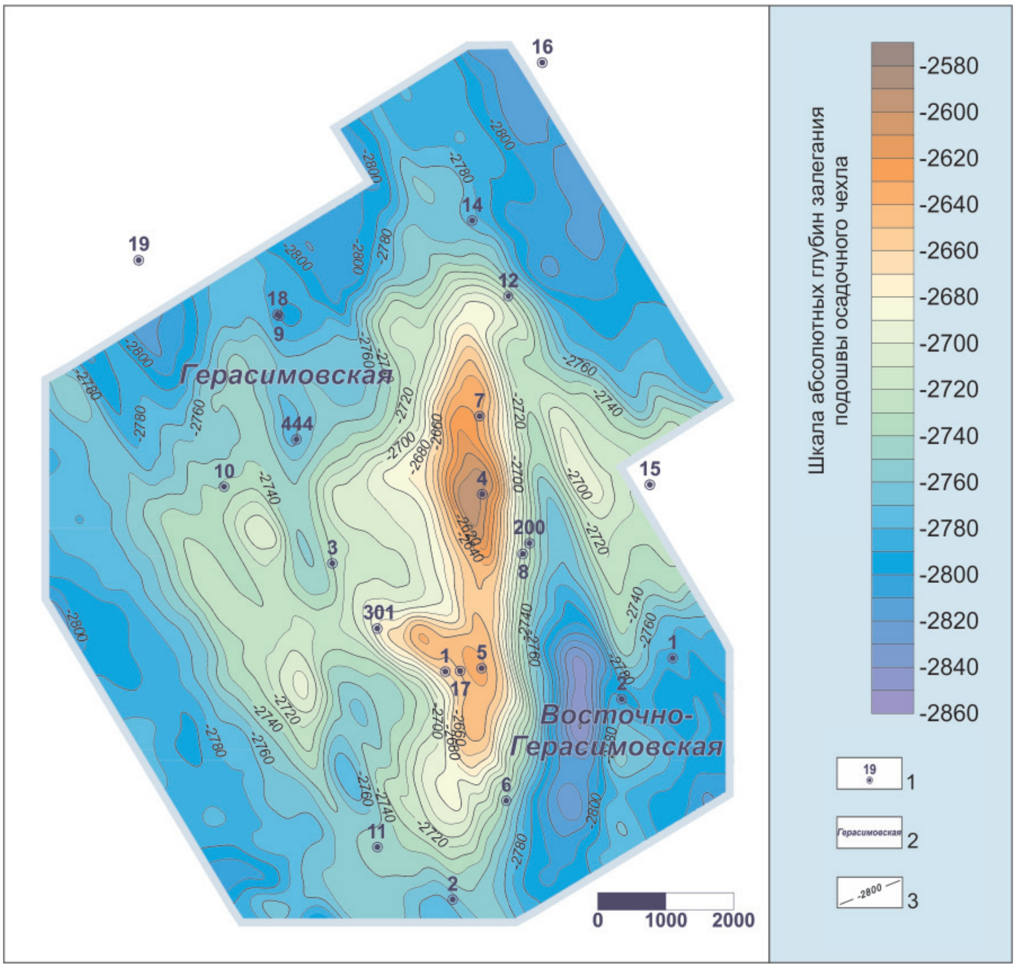


Рис. 2. Структурная карта по подошве осадочного чехла (отражающий горизонт $Ф_2$)

1 – скважины; 2 – площади; 3 – изогипсы, м

В основу фациальной модели были положены следующие входные параметры:

– данные бурения 23 скважин (рис. 2), которые включали стратиграфические разбивки основных реперных поверхностей, описание керна и комплекс геофизических исследований;

– структурные карты по кровлям пластов $Ю_6$–$Ю_{10}$;

– глубины бассейна на время накопления песчано-алевролитовых и углисто-глинистых отложений, определенные по литературным данным [5];

– изменение эвстатических колебаний уровня Мирового океана в среднеюрское время (см. рис. 1) [5, 11].

В результате получен набор карт на время формирования каждого песчаного пласта, характеризующих обстановки осадконакопления среднеюрского нефтегазоносного комплекса Герасимовского месторождения. Посредством комбинации параметров, описывающих условия осадконакопления, историю тектонического развития и гидродинамику водной среды бассейна, были определены литофации [8, 9], которые характеризуют постепенное превращение аккумулятивной равнины с типичным режимом континентальной седиментации в прибрежную равнину, часто затапливаемую водами морского бассейна, где преобладали лагунные (временами ингрессионно-морские), пойменно-озерные, болотные, речные и дельтовые ландшафты, и формировались следующие отложения [5, 8, 9]:

– глинисто-углистые осадки пойменных озер, болот, маршей и лагун;

– русловые пески;

– пески дельтовых рукавов;

– пески устьевых баров;

– пески подводного склона дельты;

– пески надводной и подводной дельтовых равнин;

– алевриты надводной и подводной дельтовых равнин;

– глины на границе надводной и подводной дельтовых равнин;

– глины продельты.

Результаты фациального моделирования

На время накопления песчаного **пласта $Ю_{10}$** в пределах Герасимовского месторождения формировались русловые пески, пески дельтовых рукавов и устьевых баров, пески подводного склона дельты, надводной и подводной дельтовых равнин, алевриты надводной и подводной дельтовых равнин, глины, образующиеся на границе надводной и подводной дельтовых равнин, и глины продельты (рис. 3). С востока на запад исследуемой территории обстановки осадконакопления, способствующие формированию литотипов, характерных для надводной части дельты, сменяются обстановками

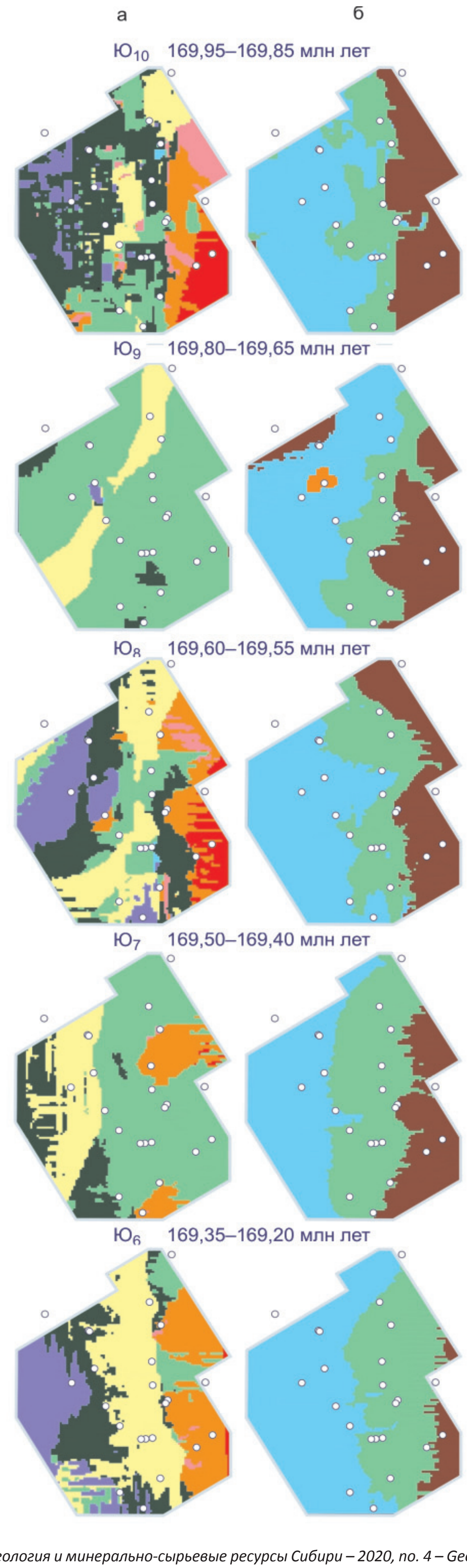


Рис. 3. Обстановки формирования песчаных пластов-коллекторов Ю$_{10}$–Ю$_6$ (а) и углисто-глинистых покрышек (б) тюменской свиты в пределах Герасимовского месторождения

1 – скважины; 2 – русловые пески; 3 – пески дельтовых рукавов; 4 – пески устьевых баров; 5 – глинисто-углистые отложения пойменных озер, болот, маршей и лагун; 6 – глины, образующиеся на границе надводной и подводной дельтовых равнин; 7 – пески подводного склона дельты; 8 – пески надводной и подводной дельтовых равнин; 9 – алевритовые отложения надводной и подводной дельтовых равнин; 10 – глины продельты

подводной части дельты и продельты, а русловые пески, пески устьевых баров, дельтовых рукавов надводной и подводной дельтовых равнин – песками подводного склона дельты, алевритами дельтовой платформы и глинами продельты.

На время формирования песчаного **пласта Ю$_9$** на территории Герасимовского месторождения обстановки осадконакопления становятся более мористыми. Здесь также распространены дельтовые ландшафты, но в основном формируются литотипы, характерные для подводной части дельты (с востока на запад): пески дельтовых равнин, в меньшей мере пески подводного склона дельты, глины продельты.

Во время накопления песчаного **пласта Ю$_8$** опять происходит омеление водного бассейна и формируются в основном пески и алевриты с подчиненным количеством глинистых отложений. В восточной части территории русловые пески, пески дельтовых рукавов, устьевых баров надводной части дельты снова к западу сменяются песками, алевритами и глинистыми отложениями, характерными для подводных дельтовых обстановок.

Во время формирования песчаного **пласта Ю$_7$** гидродинамика водной среды более спокойная, чем при накоплении пласта Ю$_8$. Русловые и пески устьевых баров на востоке территории мало распространены. На большей части Герасимовского месторождения развиты пески и алевриты подводных частей дельты.

Во время накопления песчаного **пласта Ю$_6$** активизируется гидродинамика водной среды и в восточной части территории образуются пески устьевых баров и дельтовой равнины в обстановках надводной части дельты, к западу переходящие в пески и алевриты подводной части дельты и глины продельты.

Углисто-глинистые пачки, которые разделяют между собой все песчаные пласты, формировались при локальных регрессиях и в условиях относительного стояния уровня моря. Ближе к источнику сноса на востоке территории накапливались преимуще-

№ 4(44) ◆ 2020

ственно глинисто-углистые отложения пойменных озер, болот, маршей и лагун, к западу сменяясь песками надводной дельтовой равнины и глинами, образующимися на границе надводной и подводной дельтовых равнин.

Выводы

Таким образом, результаты компьютерного моделирования фациальных обстановок в байосский век на территории Герасимовского месторождения отражают положение палеогеографических областей, характерных для всей Западно-Сибирской низменности [5]. На рис. 3 в последовательности накопления песчаных пластов и разделяющих их углисто-глинистых отложений четко отражаются кратковременные понижения и повышения уровня моря и связанные с ним регрессия и трансгрессия в начале и конце века. Ближе к источнику сноса, в восточной части территории исследования, при накоплении песчаных пачек формировались в основном русловые пески, пески дельтовых рукавов и устьевых баров. В соответствии с особенностями рельефа (см. рис. 2) на унаследованных приподнятых участках дна бассейна седиментации накапливались пески, характерные для дельтовых фациальных обстановок, тогда как в более погруженных участках территории – алевритовые отложения надводной и подводной дельтовых равнин и глин продельты. С течением времени субконтинентальные обстановки формирования пластов Ю$_{10}$–Ю$_6$ сменились дельтовыми и пойменно-озерно-болотными в связи с трансгрессией моря и продвижением береговой линии к востоку. Таким образом, пласты Ю$_7$–Ю$_6$ накапливались в условиях прибрежной равнины, периодически заливаемой морем.

Данные фациального моделирования были сопоставлены со структурными и палеогеографическими построениями по материалам 3D сейсморазведки и глубокого бурения [3], что показало удовлетворительное совпадение основных тенденций распределения фаций на момент накопления соответствующих песчаных пластов-коллекторов. Карты обстановок формирования песчаного пласта Ю$_6$ показаны на рис. 4.

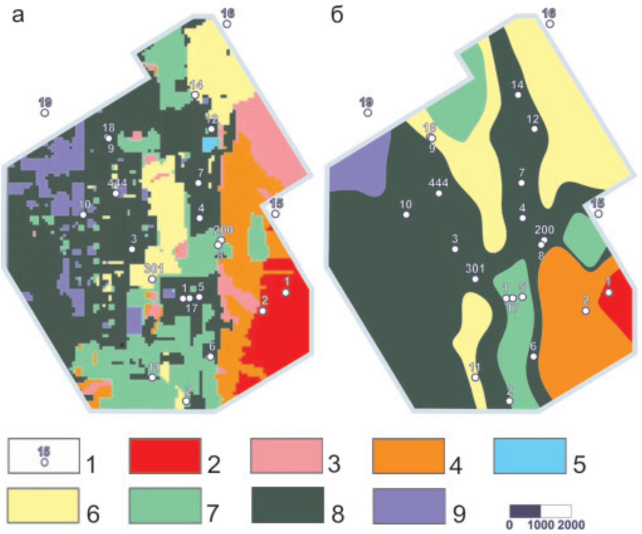


Рис. 4. Карты обстановок формирования песчаного пласта Ю$_6$ тюменской свиты в пределах Герасимовского месторождения по результатам фациального моделирования (а) и структурных и палеогеографических построений по материалам 3D сейсморазведки и глубокого бурения (б)

1 – скважина; 2 – русловые пески; 3 – пески дельтовых рукавов; 4 – пески устьевых баров; 5 – глины, образующиеся на границе надводной и подводной дельтовых равнин; 6 – пески подводного склона дельты; 7 – пески надводной и подводной дельтовых равнин; 8 – алевритовые отложения надводной и подводной дельтовых равнин; 9 – глины продельты

Создание фациальной модели среднеюрского нефтегазоносного комплекса Герасимовского месторождения позволяет принципиально уточнить обстановки осадконакопления и детализировать архитектуру фаций по площади исследования в течение байосского времени. Характер распределения песчаных, алевритовых и глинистых пород в межскважинном пространстве может служить показателем коллекторских свойств продуктивных отложений и имеет определяющее значение для выполнения достоверного прогноза нефтегазоносности территорий.

Авторы выражают благодарность к. г.-м. н. Л. Г. Вакуленко за советы и ценные замечания при работе над данной статьей, а также чл.-кор. РАН В. А. Конторовичу за предоставленную возможность использовать сейсмогеологические данные.

Исследование выполнено в рамках проекта 0266–2019–0006 «Разработка методик оценки ресурсов, разведки и подсчета запасов залежей трудноизвлекаемой нефти в углеродистых карбонатно-глинисто-кремнистых, карбонатных и засолоненных песчаных коллекторах».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Геологическое** строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции / Ф. Г. Гурари, В. П. Девятов, В. И. Демин и др. – Новосибирск: Наука, 2005. – 156 с.

2. **Конторович В. А.** Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2002. – 253 с.

3. **Космачева А. Ю., Федорович М. О.** Нефтегазоносность Герасимовского месторождения по результатам комплексной интерпретации сейсморазведки 3D и данных глубокого бурения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14, № 3. – Точка доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2019/29_2019. html.

4. **Недоливко Н. М.** Влияние условий осадконакопления и постседиментационных преобразований на коллекторские свойства средневерхнеюрских отложений зоны сочленения Нюрольской

впадины и Пудинского мегавала (Томская область): автореф. дис. … к. г.-м. н. – Новосибирск: ОИГГиМ СО РАН, 2003. – 22 с.

5. **Палеогеография** Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, С. В. Рыжкова и др. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 972–1012.

6. **Результаты** моделирования обстановок осадконакопления Усть-Енисейского района в ПО DIONISOS / М. О. Федорович, Л. М. Бурштейн, О. А. Емельяненко и др. // Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология: сб. матер. XIV Междунар. науч. конгр. «Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2018». Т. 2. – Новосибирск: СГУГиТ, 2018. – С. 78–83.

7. **Решение** 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири / под ред. Ф. Г. Гурари и др. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.

8. **Селли Р. Ч.** Древние обстановки осадконакопления. – М.: Недра, 1989. – 294 с.

9. **Условия** формирования средневерхнеюрских отложений восточной части Нюрольского осадочного бассейна / А. В. Ежова, Н. М. Недоливко, Т. Г. Тен и др. // Изв. ТПУ. – 2001. – Т. 304, № 1. – С. 13–49.

10. **Шмелев П. В.** ТРИЗ как объективная реальность. Особенности классификации и разработки трудноизвлекаемых запасов // Сибирская нефть. – 2018. – № 2. – С. 16–23.

11. **Эвстатические** сигналы в юрских и нижнемеловых (неокомских) отложениях Западно-Сибирского осадочного бассейна / В. А. Захаров, Б. Н. Шурыгин, М. А. Левчук и др. // Геология и геофизика. – 1998. – Т. 39, № 11. – С. 1492–1504.

REFERENCES

1. Gurari F.G., Devyatov V.P., Demin V.I. G*eologicheskoye stroeniye i neftegazonosnost nizhney – sredney yury Zapadno-Sibirskoy provintsii* [Geological structure and petroleum potential of the Lower-Middle Jurassic of the West Siberian Province]. Novosibirsk, Nauka Publ., 2005. 156 p. (In Russ.).

2. Kontorovich V.A. T*ektonika i neftegazonosnost mezozoysko-kaynozoyskikh otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and petroleum potential of Mesozoic-Cenozoic deposits in southeastern Western Siberia]. Novosibirsk, SB RAS Publ., GEO Branch, 2002. 253 p. (In Russ.).

3. Kosmacheva A.Yu., Fedorovich M.O. [Petroleum potential of the Gerasimovskoye field by the results of integrated interpretation of 3D seismic survey and deep drilling data]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2019, vol. 14, no. 3ю Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2019/29_2019. html. (In Russ.).

4. Nedolivko N.M. V*liyaniye usloviy osadkonakopleniya i postsedimentatsionnykh preobrazovaniy na kollektorskiye svoystva sredne-verkhneyurskikh otlozheniy zony sochleneniya Nyurolskoy depressii i Pudinskogo megavala (Tomskaya oblast)*. *Avtoref. kand. dis.* [Influence of sedimentation conditions and post-sedimentary transformations on the reservoir properties of the Middle – Upper Jurassic deposits of the junction zone of the Nyurolskaya depression and the Pudinsky megalithic bar (Tomsk region). Author's abstract of PhD thesis]. Novosibirsk, 2003. 22 p. (In Russ.).

5. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., et. al. Jurassic Paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 747–779.

6. Fedorovich M.O., Burshteyn L.M., Yemelyanenko O.A., et al. [Results of conditions of sedimentation of the Ust-Yenisey area in the DIONISOS software]. *Nedropolzovaniye. Gornoye delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdeniy poleznykh iskopaemykh. Ekonomika. Geoekologiya. Sb. materialov XIV Mezhdunar. nauch. kongr. "Interekspo GEO-Sibir-2018. T. 2* [Subsoil use. Mining. Directions and technologies of prospecting, exploration and development of mineral deposits. Economy. Geoecology. Collection of materials of 14th International Scientific Conference "Interekspo GEO-Sibir-2018". Vol. 2]. Novosibirsk, SSUGT Publ., 2018, pp. 78–83. (In Russ.).

7. *Resheniye 6-go Mezhvedomstvennogo stratigraficheskogo soveshchaniya po rassmotreniyu i prinyatiyu utochnennykh stratigraficheskikh skhem mezozoyskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri* [Decisions of the 6th Interdepartmental Stratigraphical Committee for considering and acceptance of the specified stratigraphical schemes of the Mesozoic of Western Siberia. F.G.Gurari ed.]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 2004. 114 p. (In Russ.).

8. Selli R.Ch. D*revniye obstanovki osadkonakopleniya* [Ancient sedimentation]. Moscow, Nedra Publ., 1989. 294 p. (In Russ.).

9. Yezhova A.V., Nedolivko N.M., Ten T.G., et al. [Middle Jurassic deposits formation conditions in the eastern part of the Nyuroka sedimentary basin]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta – Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2001, vol. 304, no. 1, pp. 13–49. (In Russ.).

10. Shmelev P.V. [Hard-to-recover reserves as an objective reality. Features of classification and development of hard-to-recover reserves]. *Sibirskaya neft,* 2018, no. 2, pp. 16–23 (In Russ.).

11. Zakharov V.A., Shurygin B.N., Levchuk M.A. [Eustatic signals in the Jurassic and Lower Cretaceous (Neocomian) deposits of the West Siberian sedimentary basin]. *Geologiya i geofizika*, 1998, vol. 39, no. 11, pp. 1492–1504. (In Russ.).

УДК 553.98.44:550.8(571.5)

О ПЕРСПЕКТИВАХ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ В КУОНАМСКОЙ БИТУМИНОЗНОЙ ФОРМАЦИИ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

П. Н. Соболев

Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия

Кембрийские доманикоидные отложения куонамской свиты и ее возрастных и фациальных аналогов, распространенные на Сибирской платформе, по своей обогащенности сапропелевым ОВ стоят в одном ряду с такими известными толщами, как баженовская свита Западной Сибири или доманик Русской платформы. Сходство литологического состава и обогащенность битуминозным веществом позволяют рассматривать их в качестве возможного источника нетрадиционного углеводородного сырья. Приведена прогнозная оценка этих отложений для Западной Якутии, выделены участки, характеризующиеся определенным строением куонамской свиты, глубинами ее погружения, температурным режимом. Территория распространения куонамских отложений, перспективная на выявление сланцевой нефти, разделена на участки с оценкой прогнозных ресурсов нефти по категории $Д_2$. Даны предложения по направлениям ГРР, нацеленным на выявление промышленной нефтеносности куонамских отложений.

Ключевые слова*: доманикоидные отложения, куонамская свита, нефтеносность, глубокие скважины, поисково-оценочные работы.*

ON PROSPECTS FOR RECOVERING OF SHALE OIL IN THE KUONAMKA BITUMINOUS FORMATION IN EASTERN SIBERIA

P. N. Sobolev

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia

The Cambrian Domanikoid deposits of the Kuonamskaya Formation and its age and facies analogs, which are widespread in the Siberian Platform, in terms of their enrichment in sapropelic OM, are on a par with such well-known strata as the Bazhenovskaya Formation in Western Siberia or the Domanik of the Russian Platform. The similarity of the lithological composition, enrichment in bituminous matter, makes it possible to consider them as a possible source of unconventional hydrocarbon raw materials. For the territory of Western Yakutia, the predictive assessment of these deposits is given, blocks characterized by a certain structure, depth of its submergence, and temperature regime of the Kuonamskaya Formation are identified. The territory of distribution of the Kuonamskaya deposits promising for the identification of «shale» oil is divided into blocks with the estimation of undiscovered oil resources by D_2 category. Proposals are given on the directions of geological exploration aimed at identifying the commercial oil content of the Kuonamskaya deposits.

Keywords: *Domanikoid deposits, Kuonamskaya Formation, oil content, deep wells, prospecting and evaluation works.*

DOI 10.20403/2078-0575-2020-4-14-19

На Сибирской платформе широко распространены доманикоидные отложения нижне-среднекембрийского возраста, известные под названием куонамской битуминозной формации, объединяющей отложения куонамской, иниканской и шумнинской свит. Эти отложения привлекают внимание обогащенностью органическим веществом, содержания которого максимальны во всем фанерозойском разрезе осадочного чехла. По литологическому составу, толщинам и обогащенности РОВ породы куонамской формации являются аналогами известной баженовской свиты Западной Сибири и доманика Русской платформы. Основные породообразующие компоненты в составе формации – глинистое вещество, кремнезем, карбонатный материал, органическое вещество. Толщины пород варьируют в пределах 18–120 м, в среднем 30–40 м. Наиболее обогащены ОВ разрезы, формировавшиеся в условиях максимальной некомпенсации осадконакопления, имеющие минимальные мощности и в среднем содержащие 4–5 % органического углерода на породу. В табл. 1 приводятся пиролитические показатели пород куонамской формации для некоторых районов Анабарской антеклизы. Они вполне сопоставимы с известными породами баженовской свиты.

Согласно имеющимся данным площадь распространения этих отложений на Сибирской платформы, вероятно, не менее 900 тыс. км^2. Породы куонамского комплекса широко распространены в естественных обнажениях в Западной Якутии. В последние десятилетия по сейсмическим данным доказано их существование и на северо-западе платформы, что подтверждено единичными скважинами.

В Западной Якутии породы куонамской и иниканской свит в течение многих десятилетий привлекали внимание исследователей. Изучение их проводилось в целях разработки стратиграфической шкалы кембрия, палеогеографии кембрийской эпохи и изучения нефтематеринских свойств [1, 3, 4, 7–9, 11 и др.]. В 2015 г. состоялась Всероссийская научно-практическая конференция, посвященная раз-

Таблица 1

Пиролитическая характеристика пород куонамской свиты, юг Анабарской антеклизы

Место отбора пробы	Глубина отбора, м	T_{max}, °С	S_1	S_2	$PI = S_1/(S_1+S_2)$	TOC, %	HI, мг УВ/г $C_{орг}$
			мг УВ/г породы				
Скважина							
203	600,7	419	2,49	58,04	0,04	8,29	700
203	601,7–602,5	434	2,71	77,2	0,03	11,02	700
203	610,7	430	5,29	121,23	0,04	17,16	706
203	611	427	4,69	91,51	0,05	13,55	675
203	611,3	428	4,19	91,55	0,04	12,95	706
204	657,2	432	2,89	58,05	0,05	8,28	701
204	668,3	427	3,88	84,44	0,04	11,7	721
13	103,4	430	2,78	5,82	0,23	2,76	210
13	104,0	425	0,70	7,43	0,09	2,14	347
Река							
Арга-Сала	Обнажение	424	3,65	102,5	0,03	16,33	627
	«	433	0,33	6,33	0,05	1,84	344
	«	432	0,35	6,62	0,05	0,99	668
Малая Куонамка	«	425	2,1	138,14	0,01	21,97	628
	«	430	3,01	76,89	0,04	15,57	493
	«	425	3,57	88,33	0,04	14,79	597

личным проблемам, связанным с черносланцевыми отложениями, где был представлен ряд докладов, посвященных отложениям куонамского типа Сибирской платформы [5, 6 и др.]. Однако до сих пор практически не получены данные о них по разрезам глубоких скважин. При наибольших объемах глубокого бурения в Западной Якутии в 1970–1980-е гг. породы куонамского комплекса, как правило, проходились без отбора кернового материала. Таким образом, к настоящему времени сложилась парадоксальная ситуация, когда при повышенном внимании к этим отложениям мы почти не имеем аналитических данных, характеризующих их показатели на глубинах с удовлетворительными условиями сохранности скоплений УВ. В связи с этим прогнозные построения выполняются путем экстраполяций геохимических параметров на глубины, исключающие влияние факторов гипергенеза. Такой подход, естественно, снижает качество прогноза.

Можно констатировать, что породы куонамского комплекса в западной части Сибирской платформы имеют минимальную изученность. Вместе с тем, судя по региональным построениям предшествующих лет, очевидно, что на западе эти отложения претерпели интенсивный катагенез. В Норильском и Игарском районах РОВ пород шумнинской свиты (аналогов куонамского комплекса) преобразовано до градаций $МК_4$–АК, что фиксируется в обнажениях. Далее, в направлении Курейской синеклизы, несомненно, палеоглубины погружения были больше, что предопределяет также интенсивный катагенез. Это подтверждается изучением керогена пород куонамской свиты в Чириндинской скв. 1. На западе Южно-Тунгусской НГО, где имеется поле развития аналогов куонамской свиты и палеоглубины были, вероятно, меньше, уровень катагенеза также отвечает градации АК, но уже из-за контактового влияния распространенных здесь интрузий долеритов.

Таким образом, можно предположить, что на территории развития аналогов куонамской свиты в западной части Сибирской платформы РОВ полностью реализовало свой исходный потенциал. Это практически исключает перспективы выявления здесь скоплений сланцевой нефти. Можно лишь надеяться, что в ходе реализации потенциала аналогами куонамской свиты на западе платформы генерированные УВ могли формировать скопления УВ в перекрывающих отложениях либо в синхронных органогенно-обломочных образованиях, латерально замещающих доманикоиды.

Перспективы выявления сланцевой нефти имеются на востоке платформы, в северной части Сюгджерской седловины и, прежде всего, на территории смежных склонов Вилюйской синеклизы с Анабарской и Алданской антеклизами в Западной Якутии.

Пока трудно делать какие-либо прогнозы по северу Сюгджерской седловины, поскольку также нет конкретных геохимических данных. Имеются только сейсмические материалы, которые позволяют с большой долей вероятности прогнозировать присутствие пород куонамского комплекса в разрезах. Пока геохимические материалы имеются только для Алданской и Анабарской антеклиз, смежных склонов Вилюйской синеклизы. Эти районы можно рассматривать в качестве первоочередных для выявления нефтеносности куонамского комплекса.

В рамках работ по крупному объекту, касающемуся оценки перспектив добычи сланцевой нефти в РФ, сотрудниками ВНИГНИ и СНИИГГиМС был проведен комплекс исследований отложений куонамского типа в Западной Якутии и подготовлен ряд материалов, необходимых для прогнозных оценок.

Материалы включали структурную карту по кровле пород куонамского комплекса Западной Якутии, карту толщин куонамского комплекса с выделением доли сапропелевых разностей с содержаниями $С_{орг}$ свыше 5 %, а также карты концентраций $С_{орг}$ и $Б_{хл}$, катагенеза РОВ, современных температур в кровле куонамского комплекса и карту толщин глинисто-карбонатных отложений среднего – верхнего кембрия, перекрывающих куонамский комплекс.

Было проведено районирование территории по условиям сохранности возможных скоплений сланцевой нефти в породах куонамского комплекса. Объемно-генетическим методом выполнена количественная оценка масштабов генерации и эмиграции жидких УВ и результирующая количественная оценка остаточных нефтей, которая стала основой для прогнозной оценки начальных геологических ресурсов сланцевой нефти. При этих построениях из состава перспективных территорий были исключены районы, где породы куонамского комплекса находятся в приповерхностных условиях, неблагоприятных для формирования и сохранности скоплений подвижной нефти (значительные части Анабарской и Алданской антеклиз). Также в качестве бесперспективных земель приняты зоны интенсивного катагенеза РОВ (центральная часть Вилюйской синеклизы и территория динамокатагенеза в районе надвиговых дислокаций на крайнем востоке Алданской антеклизы).

По условиям строения, прогнозным геохимическим характеристикам, глубинным и температурным условиям, плотностям ресурсов сланцевой нефти перспективные земли Западной Якутии были разделены на ряд оценочных участков (см. рисунок, табл. 2).

По прогнозным параметрам как наиболее перспективный оценивается участок на смежном склоне Вилюйской синеклизы и Анабарской антеклизы – Среднетюнгский. Суммарная оценка ресурсов сланцевой нефти для всей перспективной территории по расчетам составила около 6000 млн т.

Видимо, одна из первых оценок количества нефти, генетически связанной с РОВ куонамской свиты для территории Вилюйской синеклизы, приведена в диссертационной работе В. М. Евтушенко (1969 г.) – 7 млрд т. А. М. Жарков оценил ресурсы категории $Д_2$ сланцевой нефти пород куонамского комплекса в 700 млн т [2]. Несколько позднее, по данным специалистов СНИИГГиМС, эти ресурсы оценивались в 3000 млн т [10]. Таким образом, различие в полученных оценках существенное, что связано с очень слабой изученностью рассматриваемых отложений.

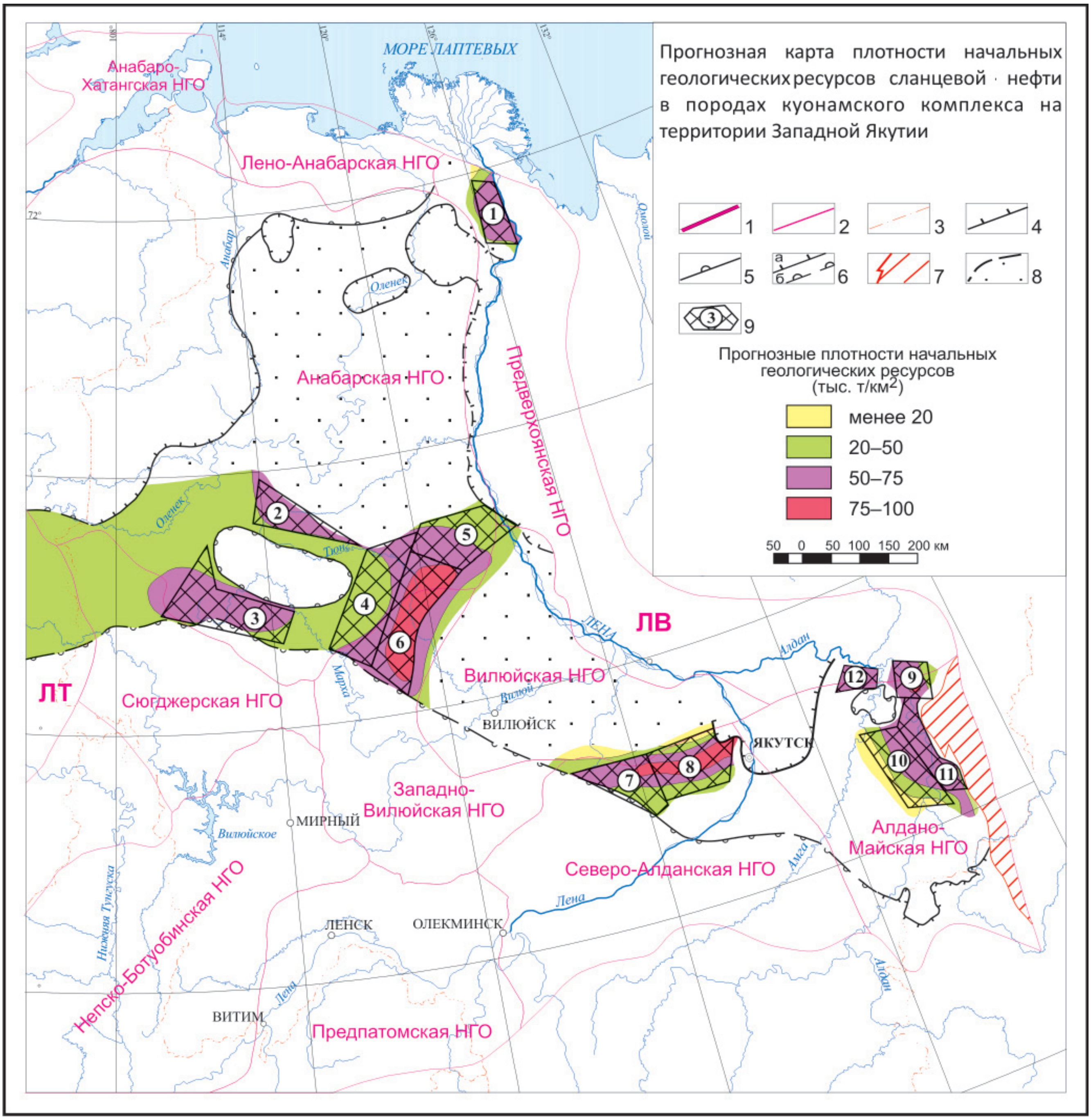
Наши исследования – это первые шаги в изучении и прогнозе сланцевой нефти в указанных отложениях. Судя по современному состоянию изученности пород куонамского комплекса и полученным

Таблица 2

Характеристика оценочных участков в поле развития черносланцевых отложений куонамского типа на территории Западной Якутии

Участок	Площадь, км^2	Толщина, м			Прогнозные пластовые температуры, °С	Начальные геологические ресурсы	
		куонамского комплекса	сланцев, обогащенных $С_{орг}$ (> 5 % на породу)	перекрывающих отложений $Є_2$		Прогнозные плотности, тыс. т/км^2	Суммарный объем, млн т
1. Нижнеленский*	5029	40–45	10–15	100–150	20–25	20–75	298
2. Верхнемунский	7346	25–30	12–15	200–300	0–5	20–75	400
3. Айхальский	15606	100–120	5–10	300–500	5–10	20–75	847
4. Мархино-Тюнгский	16432	25–56	10–18	350–500	5–35	20–75	757
5. Северо-Линденский	11846	40–50	12–20	200–300	5–40	20–75	574
6. Среднтюнгский	15699	50–60	12–20	400–800	30–80	50–100	1834
7. Верхнесинский	8537	60–125	2–10	200–600	10–40	20–100	434
8. Центрально-Якутский	13103	60–80	15–25	50–300	20–40	20–100	763
9. Хандыгский	3889	50–150	5–10	1000–1500	60–80	20–100	189
10. Алдано-Амгинский	10531	30–40	5–10	300–800	10–20	10–75	420
11. Алданский	6372	30–40	8–12	800–1200	20–25	20–75	394
12. Нижнеамгинский	2500	30–40	5–10	450–500	20–30	30–75	125
Всего							116890

* В качестве черносланцевых отложений приняты породы огоньерской свиты средне-позднекембрийского возраста, возможной экранирующей толщей – пермские отложения мощностью 100–150 м.



Границы: 1 – НГП (ЛТ – Лено-Тунгусская, ЛВ – Лено-Вилюйская), 2 – НГО, 3 – административные; распространения пород куонамской свиты и ее возрастных и фациальных аналогов: 4 – эрозионные, 5 – фациальные, 6 – достоверные (а), предполагаемые (б); 7 – зоны шарьяжных дислокаций (Нелькано-Кыллахского надвига); 8 – территории с неблагоприятными условиями сохранности УВ (зоны влияния гипергенеза или интенсивного катагенеза); 9 – контуры оценочных участков и их номера; оценочные участки: 1 – Нижнеленский, 2 – Верхнемунский, 3 – Айхальский, 4 – Мархино-Тюнгский, 5 – Северо-Линденский, 6 – Среднетюнгский, 7 – Верхнесинский, 8 – Центрально-Якутский, 9 – Хандыгский, 10 – Алдано-Амгинский, 11 – Алданский, 12 – Нижнеамгинский

нами результатам, очевидно, что для разработки каких-либо рекомендаций по лицензированию необходимы дополнительные поисково-оценочные работы, которые могли бы повысить инвестиционную привлекательность рассматриваемого объекта.

В настоящее время маловероятно выполнение в регионе каких-либо объемов глубокого бурения, направленного на изучение пород куонамского комплекса. Это касается как недропользователей, имеющих лицензионные участки в Якутии, так и возможностей параметрического бурения за счет федерального бюджета. В то же время необходимость изучения пород куонамского комплекса по керну очевидна. В связи с этим наиболее реально изучение геохимических, петрофизических и емкостных параметров пород куонамского комплекса по керну колонковых скважин на выбранном тестовом полигоне. Положение такого полигона экономически оптимально на территории Центрально-Якутского оценочного участка вблизи административного центра Республики Саха (Якутия).

С позиций геологических условий и вероятного потенциала пород куонамского комплекса также интересен вариант бурения двух колонковых скважин на северо-западном борту Вилюйской синеклизы в пределах Мархино-Тюнгского участка.

Бурение колонковых скважин (глубиной 1000–1500 м) на площади двух оценочных участков (Центрально-Якутском и Мархино-Тюнгском) даст возможность оценить битуминологические и пиролитические параметры черносланцевых отложений, не затронутых влиянием гипергенеза. Это, в свою очередь, позволит обосновать рекомендации на проведение параметрического бурения на Мархинско-Тюнгском участке. Параметрическая скважина рекомендуется как для выявления нефтегазоносности куонамской свиты, так и для оценки перспектив зоны выклинивания вендских и рифейских отложений. При ее бурении необходимо предусмотреть сплошной отбор керна из разреза куонамской свиты и с ее контактов с оленекской и эмяксинской. На этом уровне обязательно проведение испытания в открытом стволе.

В случае получения благоприятных результатов (выявление нефтепроявлений, получение притоков УВ) на территории Центрально-Якутского и Мархино-Тюнгского участков необходима детальная сейсморазведка МОГТ 2D (с опорой на новые скважины) с целью выделения аномалий на временных разрезах, связанных либо с зонами трещиноватости, либо с нефтенасыщенными пластами листоватых коллекторов куонамской свиты. Это даст возможность определить места заложения поисковых скважин.

Очевидно, что состояние изученности пород куонамского комплекса по керну сейчас таково, что необходимо продолжение тематических работ, включающих комплексную обработку данных ГИС, сейсморазведки и аналитических исследований керна. Кроме того, следует выполнить исследования, направленные на раздельную оценку перспектив нефте- и газоносности.

Пока совершенно ясно, что в ближайшем будущем нельзя рассчитывать на инвестиционную привлекательность каких-либо территорий, где имеются перспективы нефтеносности куонамского комплекса отложений. Это касается Западной Якутии и в большей степени районов Красноярского края. Возможным вариантом привлечения недропользователей может быть выбор районов, где имеется сочетание куонамской свиты и других перспективных объектов.

Одним из таких районов можно считать территорию Алдано-Майской впадины. Здесь, на наш взгляд, высоки перспективы верхнерифейских отложений. При этом на значительной части площади породы иниканской свиты находятся на глубинах, необходимых для сохранности вероятных скоплений УВ (свыше 1000 м). В случае выявления залежей УВ в верхнерифейских отложениях возможно проведение попутных работ по изучению куонамского комплекса.

Также перспективным районом для будущего лицензирования можно считать зону сочленения Вилюйской синеклизы и юго-востока Анабарской антеклизы. Попутное изучение нефтегазоносности куонамской свиты здесь возможно в случае выявления нефтегазоносности венд-рифейских отложений.

Следует сказать и о другой проблеме, связанной с возможностью лицензирования территорий для проведения поисковых и разведочных работ в черносланцевых отложениях куонамского типа. В настоящее время при разработке сланцевой нефти, связанной с баженовской свитой, главное внимание уделяется развитию новых технологий увеличения нефтеотдачи, и прежде всего проводке горизонтальных скважин с применением гидроразрыва и многозонного гидроразрыва. Также как перспективные рассматриваются методы термического воздействия, непосредственно на пласт. Вполне очевидно, что строительство горизонтальных скважин – высокорискованный и технологически очень сложный процесс. Пока возможности разработки и применения этих технологий имеют только очень крупные компании («Роснефть», «Сургутнефтегаз», «Лукойл», «Газпромнефть»), которые, естественно, основное внимание уделяют баженовской свите, доманиковым отложениям Русской платформы. А на территории распространения пород куонамского комплекса крупные недропользователи еще не пришли. Мелкие компании, имеющие лицензии на разработку месторождений Вилюйской НГО, не имеют необходимых технических и финансовых возможностей.

По указанным причинам лицензирование территорий для разработки «сланцевой» нефти пород куонамского комплекса – вопрос не ближайшего будущего. В настоящее время мы можем вести речь только об основных перспективных районах. Реальные шаги в этом направлении можно будет сделать после проведения специализированных поисково-оценочных работ, от результатов которых будет зависеть возможность заинтересовать инвесторов, а также привлечь внимание как администрации Республики Саха (Якутия), так и Минприроды РФ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Бахтуров С. Ф., Евтушенко В. М., Переладов В. С.** Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация. – Новосибирск: Наука, 1988. – 162 с.

2. **Жарков А. М.** Оценка потенциала сланцевых углеводородов России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2011. – № 3. – С. 16–21.

3. **Каширцев В. А.** Природные битумы и битуминозные породы северо-востока Сибирской платформы (геология, геохимия, генезис): автореф. дис. … д. г.-м. н. – Новосибирск, 1994. – 32 с.

4. **Кембрий** Сибирской платформы / В. Е Савицкий, А. Э. Конторович, В. М. Евтушенко и др. – М.: Недра, 1972. – 199 с.

5. **Кембрийский** горючесланцевый бассейн Сибирской платформы / В. А. Каширцев, А. Ф. Сафронов, И. В. Коровников и др. // Черные сланцы: геология, геохимия, значение для нефтегазового комплекса, перспективы использования как альтернативного углеводородного сырья. Матер. Всерос. науч.-практ. конф. – Якутск, 2015. – С. 29–33.

6. **О роли** кембрийской черносланцевой формации при формировании углеводородного потенциала осадочного чехла на востоке Сибирской платформы / В. С. Ситников, К. А. Павлова, Н. А. Алексеев и др. // Черные сланцы: геология, геохимия, значение для нефтегазового комплекса, перспективы использования как альтернативного углеводородного сырья. Матер. Всерос. науч.-практ. конф. – Якутск, 2015. – С. 77–81.

7. **Парфенова Т. М., Бахтуров С. Ф., Шабанов Ю. Я.** Органическая геохимия нефтепроизводящих пород куонамской свиты кембрия (восток Сибирской платформы) // Геология и геофизика. – 2004. – № 7. – С. 911–923.

8. **Парфенова Т. М.** Органическая геохимия углеродистых пород куонамского комплекса отложений нижнего и среднего кембрия (Восток Сибирской платформы): автореф. дис. … к. г.- м. н. – Новосибирск, 2008. – 17 с.

9. **Писарчик Я. К., Минаева М. А., Русецкая Г. А.** Палеогеография Сибирской платформы в кембрии. – Л.: Недра. 1975. – 196 с.

10. **Старосельцев В.С., Ефимов А.С., Соболев П.Н.** Углеводородное сырье битуминозных пород Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 2013. – № 5. – С. 73–80.

11. **Сухов С. С., Переладов В. С.** Депрессионный комплекс нижнего и среднего кембрия Сибирской платформы // Геология рифовых систем кембрия Западной Якутии. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1979. – С. 50–60.

REFERENCES

1. Bakhturov S.F., Yevtushenko V.M., Pereladov V.S. [Kuonamskaya bituminous carbonate-shale formation]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1988. 162 p. (In Russ.).

2. Zharkov A.M. [Assessment of Russian shale hydrocarbons Potential]. *Mineralnye resursy Rossii. Ekonomika i upravleniye – Mineral Resources of Russia. Economics and Management*, 2011, no. 3, pp. 16–21. (In Russ.).

3. Kashirtsev V.A. P*rirodnye bitumy i bituminoznye porody severo-vostoka Sibirskoy platformy (geologiya, geokhimiya, genesis. Avtoref. dis. d. g.-m. n.)* [Natural bitumens and bituminous rocks in the north-eastern Siberian Platform (geology, geochemistry, genesis). Author's abstract of DSc thesis]. Novosibirsk, 1994. 32 p. (In Russ.).

4. Savitskiy V.E., Kontorovich A.E., Yevtushenko V.M., et. al. *Kembriy Sibirskoy platformy* [Cambrian of the Siberian Platform]. Moscow, Nedra Publ., 1972. 199 p. (In Russ.).

5. Kashirtsev V.A., Safronov A.F., Korovnikov I.V., et al. [Cambrian oil shale basin of the Siberian Platform]. Yakutsk, 2015, pp. 29–33. (In Russ.).

6. Sitnikov V.S., Pavlova K.A., Alekseev N., et al. [On the role of the Cambrian black-shale formation in generation of the sedimentary cover hydrocarbon potential in the east of the Siberian Platform]. *Chernye slantsy: geologiya, geokhimiya, znacheniye dlya neftegazovogo kompleksa, perspektivy ispolzovaniya kak al'ternativnogo uglevodorodnogo syrya. Mater. Vseros. nauch.-prakt. konf.* [Black shales: geology, geochemistry, significance for oil and gas complex, prospects for use as an alternative hydrocarbon raw material. Materials of All-Russian Research and Training Conference]. Yakutsk, 2015, pp. 77–81. (In Russ.).

7. Parfenova T.M., Bakhturov S.F., Shabanov Yu.Ya. [Organic geochemistry of oil-producing rocks of the Cambrian Kuonamskaya Formation (east of the Siberian Platform)]. *Geologiya i geofizika*, 2004, no. 7, pp. 911–923. (In Russ.).

8. Parfenova T.M. O*rganicheskya geokhimiya uglerodistykh porod kuonamskogo kompleksa otlozheniy nizhnego i srednego kembriya (Vostok Sibirskoy platformy). Avtoref. diss. k. g.-m. n.* [Organic geochemistry of carbonaceous rocks of the Kuonamskaya sedimentary complex of the Lower and Middle Cambrian (east of the Siberian Platform). Author's abstract of PhD thesis.]. Novosibirsk, 2008. 17 p. (In Russ.).

9. Pisarchik Ya.K., Minaeva M.A., Rusetskaya G.A. P*aleogeografiya Sibirskoy platformy* [Paleogeography of the Siberian Platform]. Leningrad, Nedra Publ.,1975. 196 p. (In Russ.).

10. Staroseltsev V.S., Yefimov A.S., Sobolev P.N. Hydrocarbons of bituminous rocks of the Siberian Platform. *Geologiya nefti i gaza – Oil and gas geology*, 2013, no. 5, pp. 73–80. (In Russ.).

11. Sukhov S.S., Pereladov V.S. [Depression complex of the Lower and Middle Cambrian of the Siberian Platform]. *Geologiya rifovykh system kembriya Zapadnoy Yakutii* [Geology of the Cambrian reef systems of Western Yakutia]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 1979, pp. 50–60. (In Russ.),

№ 4(44) ◆ 2020

УДК (550.4:552.51):551.762.3(571.1-13)

ИЗОТОПНО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ АУТИГЕННЫХ КАРБОНАТОВ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА $Ю_1$ ВЕРХ-ТАРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЮГ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)

Л. Г. Вакуленко, О. Д. Николенко, Д. А. Новиков, П. А. Ян

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

Выполнено разностороннее изучение состава алеврито-песчаных пород горизонта $Ю_1$ верхней части васюганской свиты Верх-Тарского нефтяного месторождения. В их цементе установлены ассоциации аутигенных минералов, среди которых наиболее распространен кальцит. По петрографическим параметрам выделены три генерации кальцита и впервые проведены их детальные изотопно-геохимические и ультрамикроскопические исследования. Зафиксированы широкие и разнонаправленные изменения в изотопном составе углерода и кислорода и в химическом составе карбонатных минералов, которые свидетельствуют о значительных вариациях в условиях диагенеза и катагенеза, в первую очередь температуры, и о разных источниках CO_2. Установлены значительные вариации изотопного состава пластовых вод и его связь с изотопным составом карбонатов. Так, выявлен узкий интервал близких значений $\delta^{13}C$, составляющий в пластовых водах II группы от –10,5 до –9,1 ‰, а в кальцитах третьей генерации – от –10,7 до –9,1 ‰. Источником CO_2 в этой системе следует считать углекислый газ, формирующийся в процессе метаморфизма карбонатных пород палеозойского возраста.

Ключевые слова: *геохимия, аутигенные карбонаты, стабильные изотопы углерода и кислорода, пластовые воды, горизонт $Ю_1$, Западная Сибирь.*

ISOTOPE-GEOCHEMICAL FEATURES OF AUTHENIC CARBONATES OF THE YU_1 PRODUCING HORIZON OF THE VERKH-TARSKOYE OIL FIELD (SOUTH OF WESTERN SIBERIA)

L. G. Vakulenko, O. D. Nikolenko, D. A. Novikov, P. A. Yan

A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia

A comprehensive study of the composition of sand and silt deposits of the Yu_1 horizon of the Vasyuganskaya Formation upper part of the Verkh-Tarskoye oil field has been carried out. Associations of authigenic minerals have been determined in their cement, among which the calcite is the most widespread. According to petrographic parameters, three generations of calcite have been identified for which detailed isotopic-geochemical and ultramicroscopic studies were carried out for the first time. Wide and multidirectional changes in the isotopic composition of carbon and oxygen and in the chemical composition of carbonate minerals were recorded, they indicate significant variations in the conditions of diagenesis and catagenesis, primarily temperature, and different sources of CO_2. Significant variations in the isotopic composition of formation waters and its relationship with the isotopic composition of carbonates have been established. Thus, a narrow interval of close $\delta^{13}C$ values was revealed, amounting to –10.5 to –9.1 ‰ in the formation waters of group II, and from –10.7 to –9.1 ‰ in calcites of the third generation. The source of CO_2 in this system should be considered a carbon dioxide, which is formed in the process of metamorphism of carbonate rocks of the Paleozoic age.

Keywords: *geochemistry, authigenic carbonates, stable carbonate and oxygen isotopes, formation waters, Yu_1 horizon, Western Siberia.*

DOI 10.20403/2078-0575-2020-4-20-28

Актуальность проведенной работы связана с тем, что результаты изотопно-геохимических исследований можно использовать при решении вопросов генезиса и стадиальном анализе карбонатов, в том числе и карбонатных минералов, формирующих цементы терригенных пород. Подобные результаты для западносибирских мезозойских карбонатов стали появляться уже в 1970-х гг. Наиболее активно такие работы проводились в коллективах новосибирских (под руководством Г. Н. Перозио) и томских (под руководством С. И. Голышева) ученых [1, 2, 12 и др.]. Указанные авторы подразделяли коллекцию изучаемых образцов на карбонаты (известняки), не претерпевшие заметных постседиментационных изменений, и эпигенетические карбонаты, куда входили и вторичные карбонаты цементов песчаников. В большинстве работ томских исследователей одновременно определялся изотопный состав углерода и кислорода диагенетических карбонатов и углерода ОВ из алеврито-глинистых пород, что позволяло делать выводы об условиях среды в бассейне осадконакопления [1]. В последние 5 лет результаты изотопных исследований верхнеюрских тонкозернистых пород георгиевского и баженовского горизонтов отражены в публикациях сотрудников Московского государственного университета [18, 22 и др.].

Авторами статьи изотопно-геохимический состав аутигенных карбонатных минералов был изучен на примере пород-коллекторов оксфордского продуктивного горизонта $Ю_1$ Верх-Тарского нефтяного месторождения, самого крупного на территории Новосибирской области. Оно расположено в пределах Межовского нефтегазоносного района на юге Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, приурочено к Верх-Тарской локальной структуре, открыто в 1970 г., введено в разработку в 1994 г., крупномасштабная эксплуатация началась в 2009 г. Залежь УВ приурочена к так называемой надугольной толще – пласту $Ю_1^1$ в верхней части верхневасюганской подсвиты.

Литолого-фациальные исследования продуктивного горизонта $Ю_1$ на месторождении выполнялись группой специалистов под руководством З. Я. Сердюк в составе комплексной тематической экспедиции ПГО «Новосибирскгеология» в 1970–1980-х гг. Большинство результатов содержится в фондовых работах, частично – в немногочисленных публикациях, как, например, сведения по петрографии пород-коллекторов [3–5, 8 и др.]. Установлены ассоциации аутигенных минералов для прибрежно- и мелководно-морских (сингенетичные пирит, глауконит, фосфаты и кальцит) и прибрежно-континентальных (пирит и сидерит) отложений. В качестве эпигенетических аутигенных минералов указаны каолинит, кальцит, анкерит, доломит.

В публикациях, посвященных созданию проекта разработки месторождения, одной из трех главных геологических особенностей, определяющих сложное внутреннее строение продуктивного пласта и неоднородность распределения ФЕС, было указано присутствие многочисленных карбонатизированных пропластков, которые значительно увеличивают внутреннюю неоднородность пласта, определяющую динамику флюидных потоков [14]. Корректное отражение этой особенности в геологических моделях принципиально важно для выработки технологических решений при разработке залежи.

Возобновившиеся в 2007–2008 гг. исследования на рассматриваемой территории позволили коллективу лаборатории седиментологии ИНГГ СО РАН провести комплексный седиментологический и петрофизический анализ бат-верхнеюрских отложений юга Западной Сибири, базировавшийся на разностороннем изучении керна и материалов ГИС, и, как результат, выполнить прогноз новых перспективных участков [11, 23]. Методология включала в том числе блок начатых в то время детальных петрографических исследований [13]. В 2018 г. работы по этому направлению были продолжены: дополнен фактический материал по продуктивному пласту, вскрытому и охарактеризованному керном на Верх-Тарской площади, выполнены новые аналитические исследования, включая изучение изотопно-гидрогеохимических особенностей пластовых вод.

В пределах Верх-Тарского месторождения нефтяная залежь приурочена к надугольной толще (пласт $Ю_1^1$), вскрытой в изученных 11 разрезах в интервале глубин 2486–2902 м. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) песчаников отличаются значительными вариациями: коэффициент проницаемости изменяется в диапазоне $(0{,}001–797{,}6)\cdot10^{-3}$ мкм^2. Очаги повышенных значений определены в центральной и восточной частях залежи. Причиной таких существенных изменений, помимо седиментационных факторов, часто являются постседиментационные изменения пород, которые требуют детального изучения с применением прецизионных методов и стадиального анализа.

Результаты петрографических исследований

Изученные породы-коллекторы горизонта $Ю_1$ Верх-Тарского месторождения представлены широким рядом гранулометрических разновидностей – от песчаников крупно-средне- и среднезернистых до алевролитов мелко-крупнозернистых. Состав обломочной части литокластито-полевошпатово-кварцевый с преобладанием кварца (42–68, чаще 45–50 %), довольно высоким содержанием полевых шпатов (17–35, чаще 25–30 %) и подчиненным – литокластов (12–30, чаще 15–20 %).

При детальном микроскопическом исследовании пород выявлен широкий спектр постседиментационных изменений, установлены их последовательность и соответствие определенным стадиям литогенеза. Судя по данным А. Н. Фомина (ИНГГ СО РАН), метаморфизм ОВ верхнеюрских отложений в районе исследования соответствует градации мезокатагенеза $МК_1^1$ [19], т. е. в первом приближении вмещающие отложения затронуты постседиментационными преобразованиями, соответствующими среднему катагенезу [9]. Однако по результатам петрографических исследований было установлено, что породы изменены процессами, соответствующими стадии среднего – начальному этапу позднего катагенеза.

Наиболее ярко постседиментационные изменения выражены в виде формирования аутигенных минералов, входящих в основном в состав цемента изученных пород. В составе ассоциации аутигенных минералов установлены:

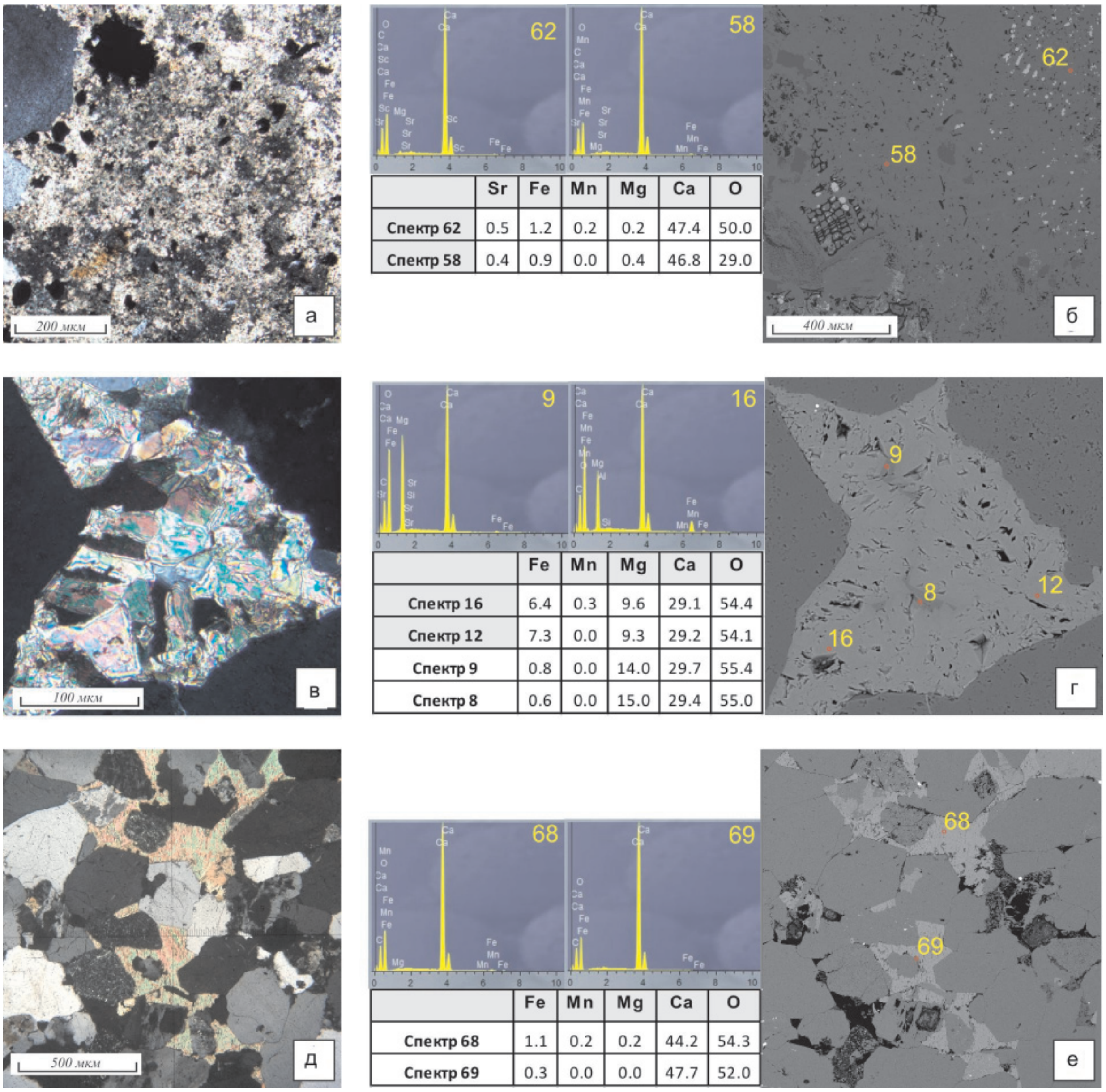
– диагенетические глауконит, пирит, каолинит, кальцит, сидерит, анатаз, лейкоксен;

– диагенетические – катагенетические кальцит, доломит, каолинит, хлорит, кварц;

– катагенетические кварц, полевой шпат, сидерит, кальцит, доломит, барит.

В настоящей работе рассмотрим аутигенные карбонатные минералы, наиболее заметно проявленные в изученных породах и повлиявшие на формирование и изменение ФЕС коллекторов. Широко распространен и представлен практически во всех разрезах кальцит, незначительно развит доломит, на отдельных уровнях отмечен сидерит. Содержание кальцита варьирует от первых до 45–50 %, иногда с переходом в смешанные разновидности терригенно-карбонатных пород. Различные генерации кальцита можно выделить по степени его кристалличности, взаимоотношениям с обломочной частью, степени преобразованности обломочных компонентов, «запечатанных» в кальцитовом цементе, и по парагенезам аутигенных минералов. Принято считать, что кальцит с размером кристаллов менее 0,01 мм (микрокристаллический, скрытокристаллический) является седиментационным и/или раннедиагенетическим (***первая генерация***). В стадию позднего диагенеза и катагенеза происходит его перекристаллизация с укрупнением кристаллов. Реликты микрита сохраняются в виде сгустков и пятен (рис. 1, а), встречаются редко и только в ассоциации с кальцитом второй генерации. ***Вторая генерация*** представлена отдельными кристаллами и агрегатами кальцита тонко-, мелко-, редко средне-мелкокристаллической структуры, формирующими поровый, участками базально-поровый цемент (см. рис. 1, в). К ***третьей генерации*** отнесен пойкилитовый кальцит мелко-средне-, среднекрупно- и грубокристаллический (см. рис. 1, д). Он корродирует обломки (в том числе регенерационные кварцевые каемки), частично или полностью замещает часть из них, формируя порово-базальный, базальный цемент. Кальцит этой генерации наиболее широко проявлен в изученных породах. Большинство исследователей считает его одним из наиболее поздних катагенетических минералов.

Другие карбонатные минералы, установленные в алеврито-песчаных породах продуктивных пластов горизонта Ю$_1$, встречаются неповсеместно и в значительно меньших концентрациях. Сидерит, сформированный в стадии диагенеза, образует микрокристаллические и пелитоморфные сгустки

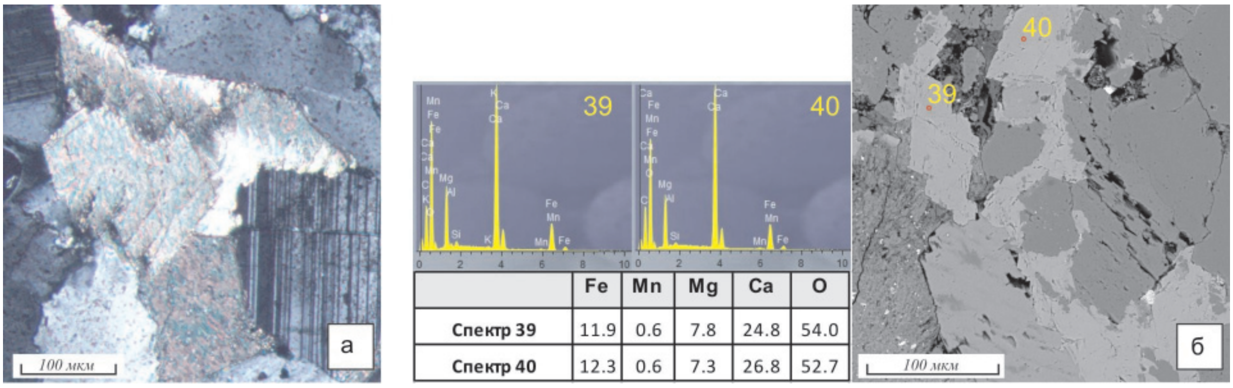


	Sr	Fe	Mn	Mg	Ca	O
Спектр 62	0.5	1.2	0.2	0.2	47.4	50.0
Спектр 58	0.4	0.9	0.0	0.4	46.8	29.0

	Fe	Mn	Mg	Ca	O
Спектр 16	6.4	0.3	9.6	29.1	54.4
Спектр 12	7.3	0.0	9.3	29.2	54.1
Спектр 9	0.8	0.0	14.0	29.7	55.4
Спектр 8	0.6	0.0	15.0	29.4	55.0

	Fe	Mn	Mg	Ca	O
Спектр 68	1.1	0.2	0.2	44.2	54.3
Спектр 69	0.3	0.0	0.0	47.7	52.0

Рис. 1. Кальцит разных генераций в цементе песчаников горизонта Ю$_1$ Верх-Тарского месторождения: первая и вторая (а, б), вторая (в, г), третья (д, е). Слева – снимки в оптическом микроскопе, николи скрещены, справа – в сканирующем электронном микроскопе с энергодисперсионными спектрами (желтые цифры – точки определения состава)



	Fe	Mn	Mg	Ca	O
Спектр 39	11.9	0.6	7.8	24.8	54.0
Спектр 40	12.3	0.6	7.3	26.8	52.7

Рис. 2. Доломит второй генерации: в оптическом микроскопе, николи скрещены (а), в сканирующем электронном микроскопе (б) с энергодисперсионными спектрами (желтые цифры – точки определения состава)

и пятна в составе неравномерно распределенного в породах порового, редко пленочного цемента. При наличии углефицированных растительных фрагментов сидерит концентрируется в участках их скопления. Кроме того, в стадию катагенеза пелитоморфный сидерит развивается по биотиту и некоторым литокластам (обломкам сланцев, алеврито-глинистых пород, эффузивов). Тонкокристаллический рисовидный сидерит встречается в ассоциации с мелкочешуйчатым каолинитом в межзерновом пространстве. В редких случаях наблюдались сферолитовые агрегаты катагенетического сидерита. По данным рентгеноспектрального микроанализа катагенетический сидерит представлен магнезиальной разновидностью (сидероплезитом, Са-сидероплезитом) и постоянно содержит примесь Mn.

Доломит представлен двумя генерациями. В ряде случаев в интервалах развития песчаников с кальцитовым цементом второй генерации наблюдались прослои с порово-базальным цементом тонко-мелкокристаллической структуры, доломитового состава (***доломит первой генерации***), не взаимодействующим с 5 % HCl и не окрашиваемым ализарином в петрографических шлифах.

Доломит, отмеченный в виде отдельных тонкокристаллических (до 0,05 мм), реже мелкокристаллических (до 0,1 мм) ромбоэдров и их агрегатов, развивающихся по обломкам полевых шпатов, секущих их границы, а также по всем типам цемента, в том числе пойкилитовому кальцитовому (рис. 2, а), необходимо рассматривать как ***доломит второй генерации***. Это наиболее поздний катагенетический минерал. Содержание его обычно незначительное – от долей до 1–5, редко 10–15 %. Более заметные проявления приурочены к верхней части пласта. По химическому составу доломит представлен железистой разновидностью с постоянной примесью марганца.

Результаты изотопно-геохимических исследований

Для более обоснованного выделения разных генераций кальцита и решения вопросов генезиса аутигенных карбонатных минералов были выполнены изотопно-геохимические исследования карбонатных цементов (аналитик О. П. Изох, ИГМ СО РАН) изученных песчаников на специально подобранных образцах (13 проб), в которых преобладала та или иная генерация. Значения изотопного состава углерода даются относительно стандарта PDB, кислорода – SMOW. По результатам довольно четко прослеживается разница характеристик кальцитов первой, второй и третьей генераций (рис. 3). Для кальцита ***первой*** генерации характерны утяжеленный состав изотопов углерода ($\delta^{13}C$ от –7,0 до –5,6 ‰) и средние значения (среди полученных) изотопного состава кислорода ($\delta^{18}O$ от 15,4 до 18,9 ‰). Для кальцита из вторичного известняка микритовой, участками яснокристаллической структуры, с обильными остатками фрагментов растительности изотопный состав отличается: он наиболее облегчен по углероду ($\delta^{13}C$ –17,8 ‰) и утяжелен по кислороду ($\delta^{18}O$ 22,4 ‰), что свидетельствует о значительном участии органической углекислоты при его формировании. По составу кислотных вытяжек из анализируемых образцов кальциты первой генерации имеют довольно «чистый» состав с содержанием Ca 37,8–38,0 %, небольшими примесями Mg (0,6–0,7 %), Fe (0,7–1,3 %), Mn (до 0,1 %), относительно повышенными Sr (0,2–0,4 %). В случае появления заметного количества более перекристаллизованного кальцита второй генерации при уменьшении содержания Ca (до 30,1 %) и Sr (до 0,1 %) увеличиваются содержания Mg (до 1,4 %), Fe (до 7,0 %), Mn (до 0,7 %) с формированием магнезиально-железистых кальцитов.

Кальцит ***второй*** генерации облегчен по изотопному составу углерода ($\delta^{13}C$ от –13,2 до –9,7 ‰) и характеризуется значительными вариациями значений $\delta^{18}O$ с противоположным трендом в направленности изменений: по мере утяжеления углерода наблюдается облегчение кислорода от 26,0 до 10,9 ‰. В его составе на фоне уменьшения содержания Ca (от 38,3 до 30,3 %) увеличивается концентрация Mg (от 1,0 до 3,2 %) и Fe (от 1,0 до 12,1 %), отмечаются также Mn (0,2–0,3 %) и Sr (0,1–0,2 %). Таким образом, кальциты второй генерации преимущественно железисто-магнезиальные и маг-

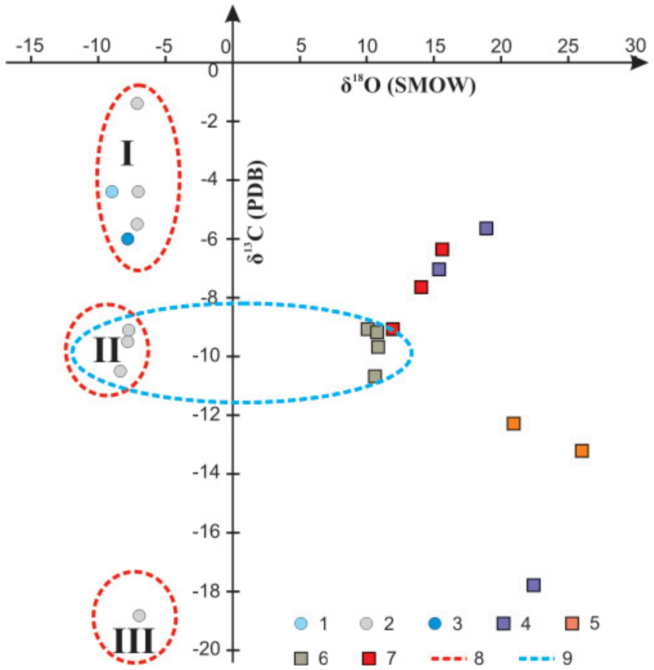


Рис. 3. Изотопные отношения $\delta^{13}C$–$\delta^{18}O$ в пластовых водах и породах Верх-Тарского нефтяного месторождения

Пластовые воды водоносных комплексов: 1 – апт-альб-сеноманского, 2 – верхнеюрского, 3 – палеозойского; кальциты генераций: 4 – первой и второй, 5 – второй, 6 – третьей; 7 – доломиты; области проб: 8 – разрабатываемых залежей, 9 – схожих по изотопному составу $\delta^{13}C$ пластовых вод и кальцитов третьей генерации горизонта $Ю_1$ Верх-Тарского месторождения; I, II, III – см. пояснения в тексте

незиально-железистые, хотя отмечены и довольно «чистые» разновидности.

В прослоях с доломитовым цементом первой генерации по результатам изотопных исследований установлено однонаправленное утяжеление изотопного состава по углероду ($\delta^{13}C$ от –9,1 до –6,3 ‰) и кислороду ($\delta^{18}O$ от 12,0 до 15,7 ‰). В составе доломита существенно увеличено содержание Mg (7,4–7,8 %), снижено – Ca (25,5–24,5 %), и Sr (до 0,1 %). Количество Fe варьирует в пределах 7,3–8,4 %, Mn – 0,2–0,3 %.

Кальциты ***третьей*** генерации характеризуются более тяжелым, чем у второй генерации, изотопным составом и незначительными вариациями $\delta^{13}C$ (от –10,7 до –9,1 ‰) и наиболее легким $\delta^{18}O$ (от 10,1 до 10,9 ‰). По составу кислотных вытяжек это относительно чистые кальциты с содержанием Ca 35,4–40,1 %, Mg 0,9–0,9 %, Fe 2,0–3,4 %, Mn 0,2–0,6 %, Sr 0,3–0,5 %.

Помимо петрографических и изотопно-геохимических исследований аутигенные кальциты были изучены с использованием сканирующего электронного микроскопа TEXCAN MIRA, оснащенного энергодисперсионным спектрометром INCAEnergy 350, позволившим уточнить их состав (230 спектров) и морфологию. Кальцит ***третьей*** генерации относительно чистый, с небольшими примесями Mg (0,2–0,6 %) и Fe (0,2–2,0 %). Периодически отмечаются Mn (0,3–0,9 %) и Sr (0,4–0,9 %) (см. рис. 1, е). В кальците ***второй*** генерации постоянно фиксируется значительное содержание Mg и Fe (обычно близкое – от 4 до 10–12 %), редко присутствует Mn (как правило, менее 1 %, в единичных случаях до 4,0 %), характерно отсутствие Sr (см. рис. 1, г). Таким образом, вторая генерация представлена магнезиально-железистым и железисто-магнезиальным кальцитом с разным соотношением указанных элементов, вплоть до перехода в доломит. Интересно, что в случае постепенного заполнения межзернового пространства кальцит внешней зоны обогащен Mg и Fe, а внутренняя зона выполняется высокомагнезиальным кальцитом с небольшой примесью Fe (0,5–0,6 %), примесь Mn отмечена только в кальците внешней зоны (см. рис. 1, г). Наиболее пестрый состав наблюдался в микритовых кальцитовых желваках, где кальцит ***первой*** генерации часто отмечен в ассоциации с тем или иным количеством кальцита ***второй*** генерации. Здесь в спектрах зафиксирован относительно чистый кальцит с небольшой примесью Mg (до 0,2 %) и Fe (0,9–1,1 %), характерно присутствие Mn и Sr (см. рис. 1, б). Слабо перекристаллизованные участки представлены кальцитом ***второй*** генерации с повышенным содержанием Mg и Fe, отсутствием Sr. Иногда содержание Mn сильно варьирует, вплоть до появления манганокальцита (16,4–23 %).

Обсуждение результатов и основные выводы

Интерпретация результатов изотопных исследований часто дискуссионна. Так, в публикации [7] приведены данные по изотопному составу углерода карбонатного цемента для нескольких образцов верхнеюрских пород-коллекторов юга Западной Сибири. Отмечено обогащение их легким изотопом углерода ($\delta^{13}C$ от –12,3 до –9,6 ‰), которое объясняется образованием вторичного (эпигенетического) кальцита в результате появления в пластах значительного количества CO_2 за счет метаморфизма палеозойских карбонатов, обогащенных ОВ. В то же время, по данным [16], на юго-востоке Западной Сибири в песчаниках этого возраста по данным изотопного анализа выделен аутигенный кальцит двух генераций: более ранний связан с действием инфильтрационных и поровых вод ($\delta^{13}C$ –2,8 ‰, $\delta^{18}O$ 27,6 ‰), поздний – с прогретыми минерализованными глубинными растворами ($\delta^{13}C$ –5,3 ‰, $\delta^{18}O$ 17,7 ‰ для пойкилитового кальцита; $\delta^{13}C$ –12,1 ‰, $\delta^{18}O$ 12,7 ‰ – для кальцита микротрещин).

В работе томских авторов [2] представлены результаты исследования изотопов углерода и кислорода карбонатов (преимущественно палеозойских) и карбонатных цементов терригенных пород (верхнеюрских) из большой коллекции образцов с юго-востока Западной Сибири. Установлены значительные вариации изотопного состава углерода и кислорода в карбонатах цемента: $\delta^{13}C$ от –19,5 до 0,9 ‰, $\delta^{18}O$ от 6,7 до 23,8 ‰. В целом относительно морских первичных известняках он облегчен на 5 % по углероду и на 9 % по кислороду. Авторы считают, чАто это связано в первую очередь с процессами преобразования ОВ и УВ, активно протекающими в зоне катагенеза, при этом до 50 % углекислоты органического происхождения идет на формирование эпигенетических карбонатов нефтегазоносных отложений. В случае неизмененного изотопного состава пластовых вод температура формирования вторичных карбонатов цемента была в среднем на 50 % выше, чем первичных. Подчеркнуто, что первичный изотопный состав сохранен только в карбонатах глинистых пород. Отметим также, что в публикациях последних лет [18, 22 и др.] приводятся значительно различающиеся изотопные характеристики разных групп карбонатов в глинистых и глинисто-кремнистых породах верхнеюрских абалакской и баженовской свит.

Результаты наших исследований демонстрируют заметные различия изотопно-геохимических характеристик разных генераций карбонатных минералов (преимущественно кальцита) цемента пород-коллекторов верхнеюрского нефтегазоносного горизонта $Ю_1$. Представляется, что формирование кальцита первой и второй генераций происходило в условиях, близких к седиментационно-диагенетическим, и связано с низкотемпературными поровыми растворами, обогащенными органической углекислотой. Формирование кальцита третьей генерации, характеризующегося более тяжелым изотопным составом по углероду и наиболее облегченным по кислороду, связано с более высокотемпературными растворами с пониженным содержанием органической углекислоты (этап катагенеза). Большинство исследователей рассматривает такие растворы как глубинные гидротермальные, поднимающиеся вдоль разломов из фундамента [10, 16–18 и др.]. Полученные результаты свидетельствуют о том, что без изучения стадийности аутигенного минералообразования и целенаправленной пробоподготовки сравнение изотопных характеристик карбонатов (особенно постседиментационных) и выводы, сформулированные на этой основе, не будут в полной мере достоверными.

Рассмотрим, что дают результаты изотопно-геохимических исследований пластовых вод для понимания генезиса аутигенных минералов. Инконгруэнтное растворение минералов при всей его сложности связано главным образом с явлением гидролиза алюмосиликатов [21]. На пути установления равновесия подземных вод с первичными алюмосиликатными минералами всегда имеется карбонатный барьер. Результаты термодинамических расчетов это подтверждают. Так, при пластовых температурах от 80 до 100 ^{o}C [10, 26] все без исключения пластовые воды горизонта $Ю_1$ Верх-Тарского месторождения пересыщены относительно кальцита и доломита и способны высаживать их в виде вторичной минеральной фазы. Вследствие того что с ростом температуры растворимость кальцита уменьшается, мы наблюдаем наибольшую степень насыщения вод этим минералом в наиболее погруженных частях залежи. Аналогичная ситуация характерна и для доломита.

Изотопный анализ пластовых вод (аналитик А. Н. Пыряев, ИГМ СО РАН) показал довольно широкую вариацию отношений $\delta^{13}C$ (от –18,8 до –1,4 ‰) и узкий интервал для $\delta^{18}O$ (от –8,3 до –6,9 ‰). Из рис. 3 видно, что можно выделить три группы проб. Первая (область I) объединяет наиболее тяжелые по изотопному составу углерода ($\delta^{13}C$ от –6,0 до –1,4 ‰) воды апт-альб-сеноманского комплекса и попутные воды разрабатываемых залежей Верх-Тарского месторождения (горизонты $Ю_1$ и зоны контакта палеозоя и мезозоя (НГГЗК)). Очевидно, что происхождение гидрокарбонат-иона сеноманских вод связано с их формированием преимущественно в континентальных обстановках. Также эти данные свидетельствуют о процессах смешения пластовых вод с сеноманскими при заводнении залежей. Вторая (область II) группа пластовых вод характеризуется более легкими значениями $\delta^{13}C$ (от –10,5 до –7,7 ‰). По изотопному составу углерода наблюдается их родство с кальцитами третьей генерации, в которых $\delta^{13}C$ = –10,7…–9,1 ‰. Термодинамические и геохимические данные подтверждают, что эти кальциты формировались в водной среде с повышенным содержанием стронция при палеотемпературах 100–115 °C [19]. Концентрация стронция в современных пластовых водах горизонта $Ю_1$ Верх-Тарского месторождения достигает 1320 мг/дм^3 [20]. Источником CO_2 в данной системе следует считать углекислый газ, формирующийся в процессе метаморфизма карбонатных пород палеозойского возраста. В пользу этого свидетельствуют высокие концентрации CO_2 в составе попутных, свободных и водорастворенных газов верхнеюрских отложений Межовского НГР, залегающих непосредственно на породах фундамента [6, 7, 14 и др.]. Проба в области III соответствует самому легкому значению $\delta^{13}C$ (–18,8 ‰), источником которого, вероятно, являлось ОВ с $\delta^{13}C$ от –30,0 до –11,0 ‰. Для сравнения: в пластовых водах горизонта $Ю_1$ Восточно-Тарского месторождения $\delta^{13}C$ = –12,6…–2,0 ‰, Первомайского $\delta^{13}C$ = –18,0…–9,2 ‰. Следует отметить, что интерпретация значений по стабильному изотопу углерода $\delta^{13}C$ в подземных водах нефтегазоносных бассейнов крайне сложна, поскольку на него влияют процессы дегазации CO_2, окисление ОВ и многие другие факторы [24 и др.].

Локальность, неравномерность распределения новообразованных карбонатов (в основном кальцита) подчеркивалась геологами, занимавшимися минералого-петрографическими исследованиями пород-коллекторов горизонта $Ю_1$ Верх-Тарского месторождения [15, 17]. Позднее при геологическом моделировании этого объекта было показано, что около 25 % общего объема песчаников пласта $Ю_1^1$ карбонатизировано, а наибольшее количество плотных пропластков сконцентрировано в кровельной и подошвенной частях пласта [14]. В изученных нами разрезах масштаб проявления интенсивной кальцитизации – от редких прослоев до 30–40 % и более мощности продуктивного пласта. Как уже указывалось, он приурочен к надугольной толще морского генезиса, часто содержащей скопления морской фауны, которые практически всегда сопровождаются интенсивным развитием постседиментационного кальцита. Это объясняется тем, что карбонатные раковины, с одной стороны, являлись центрами кристаллизации, а с другой – могли служить собственно источником перераспределявшегося $CaCO_3$ при их растворении. При этом отчетливой приуроченности карбонатных пропластков к кровле или подошве наши наблюдения не подтверждают.

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0021 «Основные седиментационные и постседиментационные процессы и закономерности их эволюции в протерозойских и фанерозойских осадочных бассейнах Сибири» и проекта РФФИ и Правительства Новосибирской области № 18-45-540004 р_а.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Голышев С. И., Падалко Н. Л., Черников Е. В.** Фациальные обстановки осадконакопления на различных площадях Томской области для шараповского и китербютского горизонтов нижней – средней юры по изотопным критериям // Томское отделение СНИИГГиМС: 30 лет на службе томской геологии. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2002. – 323 с.

2. **Голышев С. И., Черепнин А. В., Рожнев А. Н.** Изотопный состав углерода и кислорода карбонатов нефтегазоносных отложений Западной Сибири // Геохимия. – 1981. – № 8. – С. 1216–1226.

3. **Залазаева Л. В., Запивалов Н. П.** Породы-коллекторы продуктивного пласта $Ю_1$ Верх-Тарского месторождения нефти (ЗС) // Литология и геохимия мезозойских отложений Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1972. – С. 42–47.

4. **Запивалов Н. П., Плуман И. И.** Изменение состава нефтей в зависимости от положения ВНК и фильтрационных свойств песчаников продуктивного пласта // Геология нефти и газа. – 1976. – № 10. – С. 36–42.

5. **Запивалов Н. П., Сердюк З. Я., Яшина С. М.** Условия формирования отложений бат-келловей-оксфорда в Межовско-Убинском районе // Вопросы литологии и палеогеографии Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1970. – С. 13–18.

6. **Зорькин Л. М.** Генезис газов подземной гидросферы (в связи с разработкой методов поиска залежей УВ) // Геоинформатика. – 2008. – № 1. – С. 45–53.

7. **Изотопный** состав углерода CO_2 газов Западной Сибири в связи с его генезисом / С. П. Максимов, Р. Г. Панкина, С. М. Гуриева, Н. П. Запивалов // Геохимия. – 1980. – № 7. – С. 992–998.

8. **Кирсанов В. В., Запивалов Н. П.** Особенности формирования отложений пласта $Ю_1^1$ верхней юры Межовского района ЗС // Геология нефти и газа. – 1982. – № 7. – С. 36–41.

9. **Логвиненко Н. В., Орлова Л. В.** Образование и изменение осадочных пород на континенте и в океане. – Л.: Недра, 1987. – 235 с.

10. **О геотермической** зональности нефтегазоносных отложений северо-западных районов Новосибирской области / Д. А. Новиков, С. В. Рыжкова, Ф. Ф. Дульцев, А. В. Черных // Изв. вузов. Нефть и газ. – 2018. – № 5. – С. 69–76.

11. **Палеогеографические** критерии распределения коллекторов в средне-верхнеюрских отложениях юга Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / Е. М. Хабаров, П. А. Ян, Л. Г. Вакуленко и др. // Геология нефти и газа. – 2009. – № 1. – С. 26–33.

12. **Перозио Г. Н., Голышев С. И., Мандрикова Н. Т.** Использование стабильных изотопов углерода и кислорода для определения генезиса карбонатов // Результаты изучения карбонатных пород-коллекторов Сибирской платформы с применением физических методов исследований. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1976. – С. 75–83.

13. **Петрографические** особенности пород-коллекторов бат-верхнеюрских отложений юга Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / Л. Г. Вакуленко, А. Ю. Попов, С. В. Родякин и др. // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология». Т. 1. – Новосибирск: СГУГиТ, 2019. – С. 25–31.

14. **Пинус О. В., Легеза С. А.** Методика геологического моделирования пласта $Ю_1$ на примере Верх-Тарского нефтяного месторождения // Технология ТЭК. – 2006, октябрь. – С. 12–18

15. **Розин А. А., Сердюк З. Я.** Преобразование состава подземных вод и пород ЗСП под воздействием глубинного углекислого газа // Литология и полезные ископаемые. – 1970. – № 4. – С. 102–113.

16. **Ростовцева Ю. В., Бин Хань.** Вторичные преобразования отложений васюганской свиты (Шингинская разведочная площадь, Томская область) // Эволюция осадочных процессов в истории Земли. Т. 1. – М.: РГУ НГ им. И. М. Губкина, 2015. – С. 290–293.

17. **Сердюк З. Я., Эренбург Б. Г.** О составе вторичных карбонатов, развитых в трещинах и порах пород фундамента и осадочного чехла Обь-Иртышского междуречья // Литология и геохимия мезозойских отложений Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1972. – С. 87–91.

18. **Условия** образования и нефтенасыщенность карбонатных пород баженовской и абалакской свит / Н. С. Балушкина, А. Ю. Юрченко, Г. А. Кал-

мыков и др. // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 1. – С. 32–35.

19. **Фомин А. Н.** Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.

20. **Формы** миграции химических элементов в подземных водах горизонта $Ю_1$ Верх-Тарского нефтяного месторождения (юг Западной Сибири) / Д. А. Новиков, А. Е. Шохин, А. В. Черных, Ф. Ф. Дульцев // Труды Ферсмановской научной сессии ГИ КНЦ РАН. – 2019. – № 16. – С. 448–453.

21. **Шварцев С. Л.** Взаимодействие воды с алюмосиликатными горными породами. Обзор // Геология и геофизика. – 1991. – № 12. – С. 16–50.

22. **Юрченко А. Ю.** Формирование вторичных карбонатных пород верхнеабалакско-баженовской толщи Салымского, Правдинского и Малобалыкского нефтяных месторождений Западной Сибири: автореф. дис. … к. г.-м. н. – М.: МГУ, 2017. – 22 с.

23. **Ян П. А., Хабаров Е. М.** Интерпретация данных ГИС при палеогеографических реконструкциях (на примере бат-верхнеюрских отложений юга Западной Сибири) // Геофизические технологии. – 2018. – № 4. – С. 27–38.

24. **Clark I. D., Fritz P.** Environmental isotopes in hydrogeology. – New York: CRC Press, 1997. – 328 p.

25. **Hydrogeochemistry** of the authigenic mineral-forming processes (a case study of Oxfordian deposits in the Ob-Irtysh interfluve) / D. A. Novikov, L. G. Vakulenko, P. A. Yan, et al. // Journal of Physics: Conference Series. – 2020. – No. 1451(1). – 012016.

REFERENCES

1. Golyshev S.I., Padalko N.L., Chernikov E.V. [Facies depositional environments within various areas of Tomsk region for the Sharapovo and Kiterbyut horizons]. *Tomskoye otdeleniye SNIIGGiMS: 30 let na sluzhbe geologii* [Tomsk affiliate of SNIIGGiMS: 30 years in the service of Tomsk geology]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 2002. 323 p. (In Russ.).

2. Golyshev S.I., Cherepnin A.V., Rozhnev A.N. [Carbon and oxygen isotopic composition of carbonates in petroleum deposits of Western Siberia]. *Geokhimiya*, 1981, no. 8, pp. 1216–1226. (In Russ.).

3. Zalazaeva L.V., Zapivalov N.P. [Reservoir rocks of the Yu_1 producing bed of the Verkh-Tarskoye oil field (WS)]. *Litologiya i geokhimiya mezozoiskikh otlozheniy Sibiri* [Lithology and Geochemistry of Mesozoic deposits of Siberia]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 1972, pp. 42–47. (In Russ.).

4. Zapivalov N.M., Pluman I.I. [Petroleum composition history depending on OWC position and filtration conditions of the producing bed sandstones]. *Geologiya nefti i gaza*, 1976, no. 10, pp. 36–42 (In Russ.).

5. Zapivalov N.P., Serdyuk Z.Ya., Yashina S.M. [Formation conditions for Bathonian-Kallovian-Oxfordian in the Mezhovo-Ubinskoye district]. *Voprosy litologii i paleogeografii Sibiri* [Problems of lithology and paleogeography of Siberia]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 1970, pp. 13–18. (In Russ.).

6. Zorkin L.M. [Genesis of gases of the undergroung hydrosphere in connection with prospecting of hydrocarbon accumulations]. *Geoinformatika,* 2008, no. 1, pp. 45–53. (In Russ.).

7. Maksimov S.P., Pankina R .G., Gurieva S.M., Zapivalov N.P. [Carbon isotopic composition of CO_2 gases in Western Siberia in connection with its genesis]. *Geokhimiya*, 1980, no. 7, pp. 992–998. (In Russ.).

8. Kirsanov V.V., Zapivalov N.P. [Formation features of the Yu_1^1 bed deposits of the Upper Jurassic within the Mezhovo district of the WS]. *Geologiya nefti i gaza*, 1982, no. 7, pp. 36–41 (In Russ.).

9. Logvinenko N.V., Orlova L.V. *Obrazovanie i izmenenie osadochnykh porod na kontinente i v okeane* [Formation and changes in sedimentary rocks on the continent and in the ocean]. Leningrad, Nedra Publ., 1987. 235 p. (In Russ.).

10. Novikov D.A., Ryzhkova S.V., Dultsev F.F., Chernykh A.V. [Geothermal zonality of oil and gas bearing deposits in the north-western territory of Novosibirsk region]. *Izvestiya vuzov. Neft i gaz – Oil and Gas Studies*, 2018, no. 5, pp. 69–76. (In Russ.).

11. Khabarov E.M., Yan P.A., Vakulenko L.G., et al. [Paleogeographic criteria of reservoir distribution in Middle-Upper Jurassic deposits of the southern West-Siberian oil-and-gas-bearing basin]. *Geologiya nefti i gaza – Oil and gas geolory*, 2009, no. 1, pp. 26–33. (In Russ.).

12. Perozio G.N., Golyshev S.I., Mandrikova N.T. [Using stable carbon and oxygen isotopes for determination of carbonates genesis]. *Rezultaty izucheniya karbonatnykh porod-kollektorov Sibirskoi platformy s primeneniem fizicheskikh metodov issledovaniy* [Results of studying carbonate reservoir rocks of the Siberian Platform using physical research methods]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 1976, pp. 75–83 (In Russ.).

13. Vakulenko L.G., Popov A.Yu., Rodyakin S.V., et al. [Paleogeographic criteria of reservoir rocks of the Bathonian – Upper Jurassic deposits of the southern West-Siberian oil-and-gas-bearing basin]. *Interekspo GEO-Sibir. Mezhdunarodnaya nauchno-technicheskaya konferentsiya “Nedropolzovaniye. Gornoye delo. Napravleniya i tekhnologii poiska,razvedki i razrabotki mestorozhdeniy polezhnykh iskopaemykh. Economika. Geoekologiya”. T. 1* [Interexpo GEO-Siberia. International Exhibition and Scientific Congress “Subsurface use. Mining. Trends and technologies of search, exploration and development of mineral deposits. Economics. Geoecology”. Vol. 1]. Novosibirsk, SSUGT Publ., 2019, pp. 25–31. (In Russ.).

14. Pinus O.V., Legeza S.A. [Geological modeling technique for Yu_1 bed by the example of the Verkh-Tarsoye oil field]. *Tekhnoologiya TEK – FEC technology*, 2006, no. 5, pp. 12–18. (In Russ.).

15. Rozin A.A., Serdyuk Z.Ya. [Transformation of groundwater composition and rocks of West-Siberian Plate driven by deep carbon-dioxide gas]. *Litologiya*

i poleznye iskopaemye, 1970, no. 4, pp. 102–113. (In Russ.).

16. Rostovtseva Yu.V., Bing Xan. [Secondary alterations of the Vasyugan Formation deposits (Shinginskaya exploration target, Tomsk region)]. *Evolyutsiya osadochnykh protsessov v istorii Zemli. T. 1* [Evolution of sedimentary processes in the Earth's history. Vol. 1]. Moscow, Gubkin University of Oil and Gas Publ., 2015, pp. 290–293. (In Russ.).

17. Serdyuk Z.Ya., Erenburg B.G. [On the composition of secondary carbonates, developed in fractures and pores of the basement rocks and sedimentary cover of the Ob-Irtysh interfluve]. *Litologiya i geokhimiya mezozoyskikh otlozheniy Sibiri* [Lithology and geochemistry of Mesozoic deposits in Siberia]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 1972, pp. 87–91. (In Russ.).

18. Balushkina N.S., Yurchenko A.Yu., Kalmykov G.A., et al. [Formation conditions and oil saturation of the Bazhenovka and Abalak Formations carbonate rocks]. *Neftyanoye khozyaistvo – Oil Industry*, 2016, no. 1, pp. 32–35. (In Russ.).

19. Fomin A.N. *Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost mezozoyskikh i paleozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskogo megabasseyna* [Catagenesis of organic matter and oil-and-gas deposits of the Mesozoic and Paleozoic, Western Siberian megabasin]. Novosibirsk, IPGG SB RAS Publ., 2011. 331 p. (In Russ.).

20. Novikov D.A., Shokhin A.E., Chernykh A.V., Dultsev F.F. [Patterns of chemical elements migration in ground waters of Yu1 horizon of the Verkh-Tarskoye oil field (south of Western Siberia)]. *Trudy Fersmanovskoi nauchnoi sessii GI KNTS RAN* [Proceedings of Fersman scientific session of KSS of RAS], 2019, no. 16, pp. 448–453. (In Russ.).

21. Shvartsev S.L. [Water interaction with aluminosilicate rocks]. *Geologiya i geofizika*, 1991, no. 12, pp. 16–50. (In Russ.).

22. Yurchenko A.Yu. *Formirovaniye vtorichnykh karbonatnykh porod verkhneabalakskoy-bazhenovskoy tolshchi Salymskogo, Pravdinskogo i Malobalykskogo neftyanykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Avtoref. kand. dis.* [Formation of secondary carbonate rocks of the Upper-Abalak-Bazhenov stratum of the Salymskoye, Pravdinskoye and Malobalykskoye oil fields of Western Siberia. Author's abstract of PhD thesis]. Moscow, MSU Publ., 2017. 22 p. (In Russ.).

23. Yan P.A., Khabarov E.M. [Well log data interpretation in palaeogeographic reconstructions (in the case of Bathonian – Upper Jurassic deposits of south of Western Siberia)]. *Geofizicheskiye tekhnologii – Russian Journal of Geophysical Technologies*, 2018, no. 4, pp. 27–38. (In Russ.).

24. Clark I. D., Fritz P. Environmental isotopes in hydrogeology. New York, CRC Press, 1997. 328 p.

25. Novikov D.A., Vakulenko L.G., Yan P.A., et al. Hydrogeochemistry of the authigenic mineral-forming processes (a case study of Oxfordian deposits in the Ob-Irtysh interfluve). *Journal of Physics: Conference Series*, 2020, no. 1451(1), pp. 012016.

УДК 550.834.32+550.34(571.5)

ОСОБЕННОСТИ ГЛУБИННОГО СТРОЕНИЯ ВОСТОЧНО-СТАНОВОГО ФРАГМЕНТА ОПОРНОГО ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ 8-ДВ (ПО ДАННЫМ ГСЗ)

В. М. Соловьев[1], А. С. Сальников[2], В. С. Селезнев[3], Т. В. Кашубина[4], Н. А. Галёва[1]

[1]Алтае-Саянский филиал ФИЦ «Единая геофизическая служба РАН», Новосибирск, Россия; [2]Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия; [3]Сейсмологический филиал «Единая геофизическая служба РАН», Новосибирск, Россия; [4]Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А. П. Карпинского, Санкт-Петербург, Россия

Представлены материалы глубинных сейсмических исследований на Восточно-Становом фрагменте опорного геофизического профиля 8-ДВ в пределах крупных тектонических зон – Селенгино-Становой и Амурской складчатых областей Центрально-Азиатского складчатого пояса. Показано, что на 700-километровом геофизическом профиле от взрывов зарегистрированы продольные волны от границ в земной коре и поверхности Мохоровичича. Установлено неоднородное строение по данным продольных волн верхней части земной коры до глубин 15–20 км и поверхности Мохоровичича. В целом мощность земной коры на профиле составляет 37–42 км; эффективные скорости продольных волн в коре и граничные по поверхности мантии изменяются на профиле соответственно от 6,35 до 6,5 км/с и от 7,9 до 8,5 км/с. Проведено обсуждение полученных результатов и сопоставление установленных особенностей сейсмического строения с тектоникой региона и материалами других исследований.

Ключевые слова: *профиль ГСЗ, скорость продольных волн, глубинный сейсмический разрез, земная кора, граница Мохоровичича, Селенгино-Становая складчатая область, Амурская складчатая область.*

DEPTH STRUCTURE FEATURES OF THE EASTERN STANOVOY FRAGMENT OF THE 8-DV GEOLOGICAL-GEOPHYSICAL SURVEY – BASE LINE (ACCORDING TO THE DSS DATA)

V. M. Solovyev[1], A. S. Salnikov[2], V. S. Seleznev[3], T. V. Kashubina[4], N. A. Galyova[1]

[1]Altay-Sayan Branch of Federal Research Center “Geophysical Survey of RAS”, Novosibirsk, Russia; [2]Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia; [3]Seismological Branch of “Geophysical Survey of RAS”, Novosibirsk, Russia; [4]A.P.Karpinsky Russian Geological Research Institute, Saint-Petersburg, Russia

The materials of deep seismic operations on the Vostochno-Stanovoy fragment of the survey base geophysical profile 8-DV within large tectonic zones – the Selengino-Stanovoy and Amur fold regions of the Central Asian fold belt are presented. It is shown that longitudinal waves from the boundaries in the earth’s crust and the surface of Mohorovichich were recorded from explosions on a 700-kilometer geophysical profile. An inhomogeneous structure was established according to the data of longitudinal waves of the upper part of the earth’s crust to depths of 15–20 km and the surface of Mohorovichich. In general, the thickness of the earth’s crust at the profile is 37–42 km; the effective velocities of longitudinal waves in the crust and refractor ones along the mantle surface change at the profile, respectively, from 6.35 to 6.5 km/s and from 7.9 to 8.5 km/s. The results obtained are discussed and established features of the seismic structure are compared with the tectonics of the region and materials from other studies.

Keywords: *depth-sounding profile, P-wave velocity, deep seismic cross section, the earth’s crust, Moho boundary, Selengino-Stanovaya folded region, Amur folded region.*

DOI 10.20403/2078-0575-2020-4-29-39

Профиль 8-ДВ продолжает серию опорных геолого-геофизических профилей, которые выполняются по заказу Роснедр. Эти профили направлены на изучение крупных металлогенических провинций восточной части России, а также на системное обновление фундаментальной геолого-геофизической информации о строении и динамике недр [1, 5]. Представленные исследования относятся к Восточно-Становому фрагменту профиля 8-ДВ, расположенному в пределах крупных тектонических структур Центрально-Азиатского складчатого пояса – Селенгино-Становой и Амурской складчатых областей (рис. 1).

Рис. 1. Схема тектонического районирования по [1]

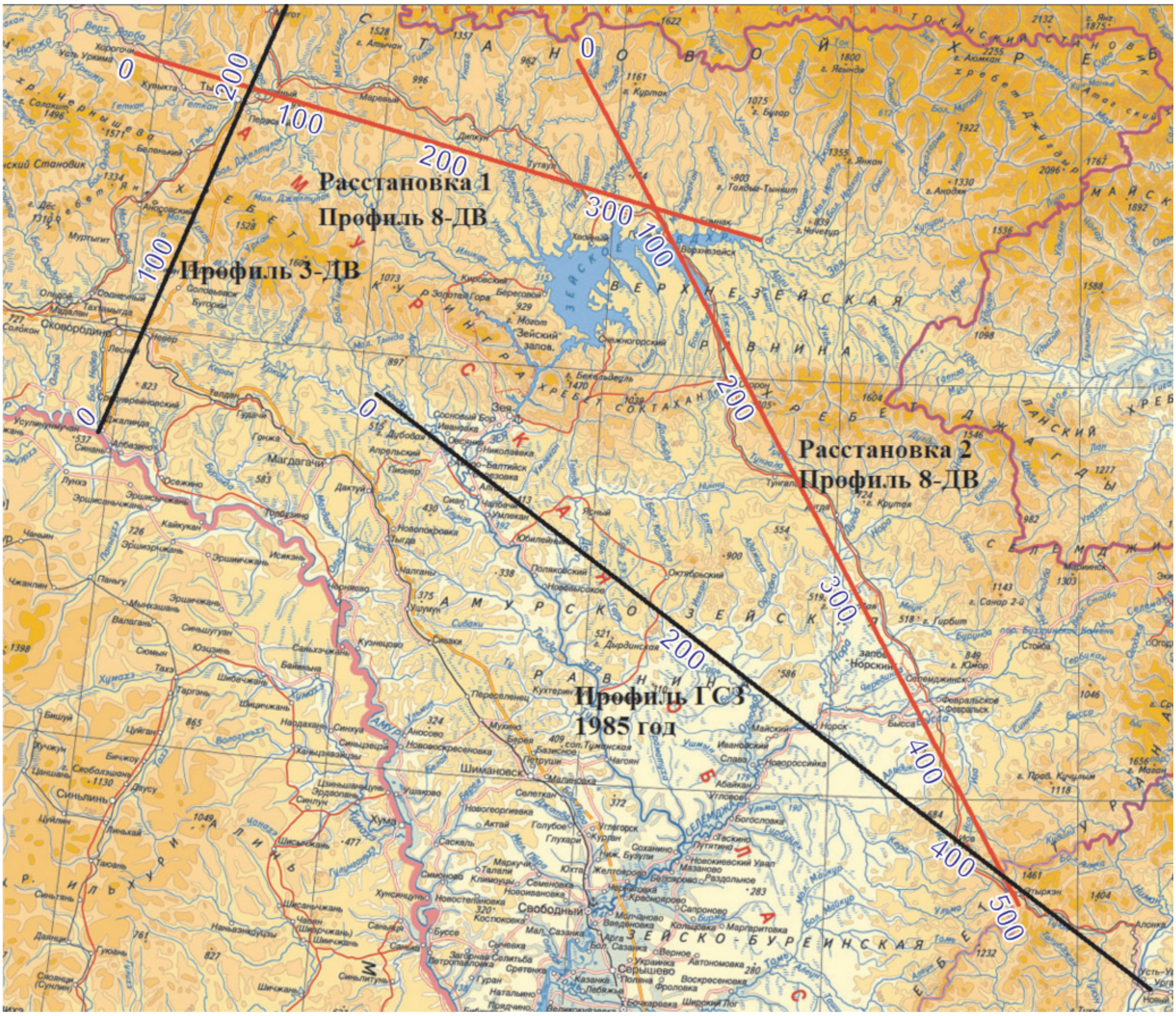


Рис. 2. Схема изученности территории методом ГСЗ

Полевой эксперимент и волновое поле на профиле ГСЗ Ларба – Бомнак – Верхнезейск – Ульма

Полевые исследования на Восточно-Становом фрагменте профиля 8-ДВ выполнялись по методике точечных зондирований [6, 13] на двух расстановках: Ларба – Бомнак (1) и Верхнезейск – Ульма (2) протяженностью 390 и 500 км соответственно (см. рис. 1). В начальной (западной) части профиль 8-ДВ пересекает южный участок опорного геолого-геофизического профиля 3-ДВ [3], отработанного по заказу Роснедр в 2008–2014 гг., а в юго-восточной части расстановки 2 – профиль ГСЗ р. Зея – р. Селемджа – р. Бурея, выполненный ПГО «Иркутскгеофизика» и СО АН СССР в 1985 г. [9] (рис. 2). Расстояния между источниками возбуждения (взрывы зарядов весом 3–5 т в неглубоких водоемах и болотах) на расстановках 1 и 2 составляли 20–40 км; расстояние между станциями с вертикальными приборами менялось от 5 до 8 км, с трехкомпонентными приборами – 20 км. Дальность регистрации на ряде участков достигала 350–370 км. На расстановках 1 и 2 произведено 13 и 16 возбуждений упругих колебаний соответственно. В целом спектры от взрывов в ближней зоне находятся в достаточно широком диапазоне – от 3 до 15–25 Гц. На больших удалениях (100–140 км) максимумы спектров практически от всех взрывов лежат в диапазоне 4–14 Гц.

Детальный анализ волнового поля на исследуемом фрагменте показывает, что на записях уверенно выделяются волны в первых вступлениях от границ в верхней и средней части земной коры и поверхности Мохоровичича (рис. 3). В пределах расстановок 1 и 2 скорости P-волн в первых вступлениях на удалениях от 0 до 10–15 км в целом изменяются от 2,7–2,8 до 5,5–5,7 км/с.

Наиболее высокими значениями скорости продольных волн на профилях характеризуются участки высокогорных хребтов и плоскогорий: на расстановке 1 – 20–70 и 220–320 км; на расстановке 2 – 0–100, 200–300 и 450–500 км.

Наиболее низкие значения скорости P-волн (2,7–2,8 км/с) установлены на расстановке 2 в зоне

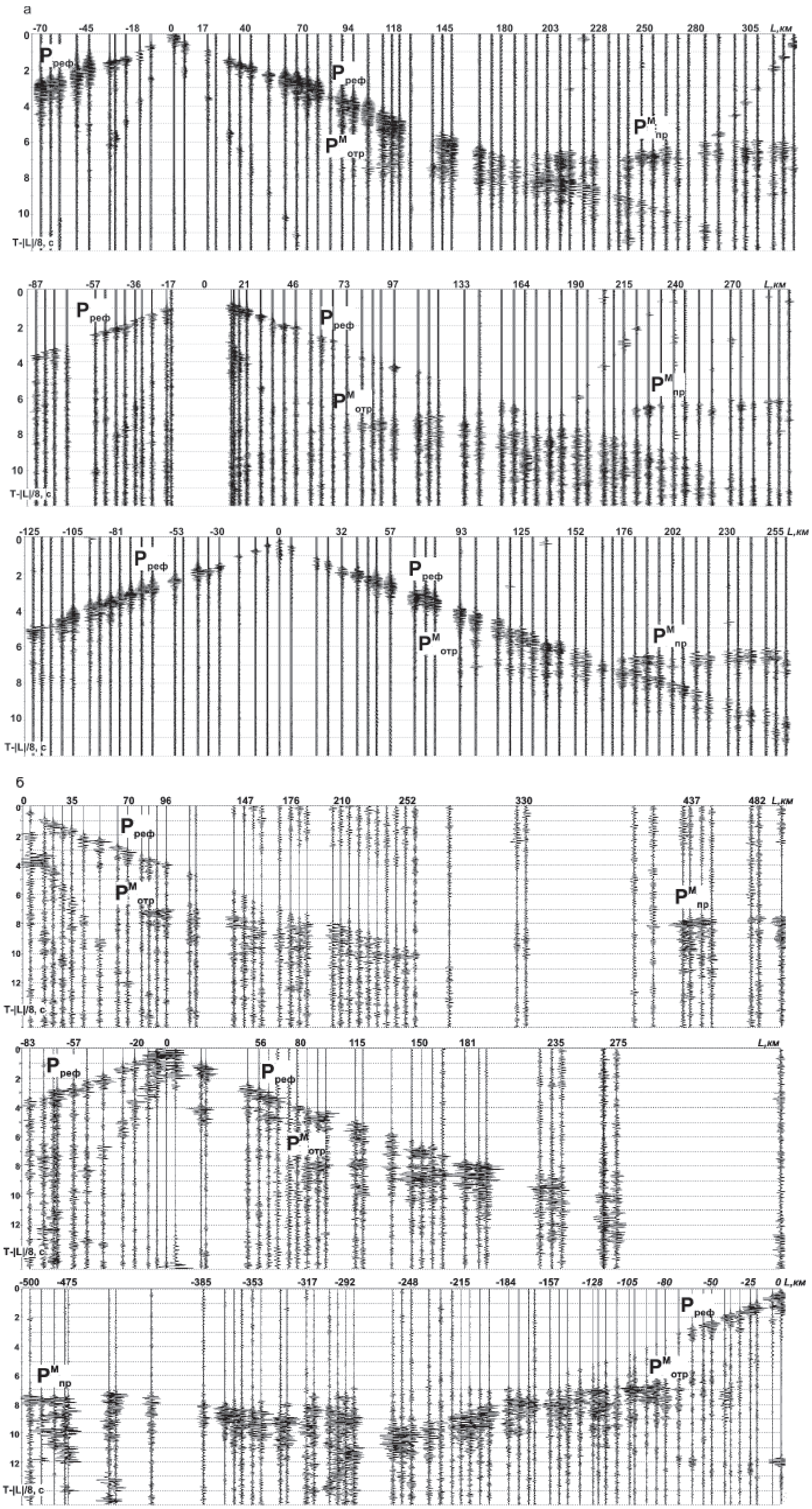


Рис. 3. Анализ волнового поля на расстановках Ларба – Бомнак (1) и Верхнезейск – Ульма (2) профиля 8-ДВ после ряда процедур цифровой обработки. Примеры редуцированных записей ($V_{ред}$ = 8,0 км/с): а – ПВ 103, 104, 105; б – ПВ 201, 204, 216

Верхнезейского водохранилища (120–190 км); пониженные (4,4–5,0 км/с) отмечены также в юго-восточной части расстановки 2 (350–450 км). На базах свыше 10–15 км и до удалений 100–150 км скорости продольных волн по основной массе годографов возрастают незначительно (примерно до 6,0–6,2, редко до 6,3 км/с). На ряде годографов расстановки 2 в центральной части на удалениях 150–180 км кажущиеся скорости увеличиваются до 6,4–6,6 км/с. В пределах расстановки 2 на части источников возбуждения на участке 150–200 км в пределах всех удалений можно отметить изломы годографов, характеризующие низкие скорости волн в первых вступлениях (от 2,7–2,8 км/с на самых малых удалениях до 5,0–5,4 км/с на удалениях до 130–180 км), что обусловлено низкоскоростными неоднородностями в верхней части разреза Верхнезейского водного бассейна.

На удалениях свыше 170–180 км в первых вступлениях начинают регистрироваться волны с высокими значениями кажущейся скорости (7,5–8,9 км/с), по кинематическим, динамическим характеристикам и области прослеживания отнесенным к преломленным волнам от поверхности Мохоровичича ($P^{М}_{пр}$-волнам). Продольные волны от поверхности Мохоровичича динамически выражены на сейсмограммах, состоят из двух-трех фаз с видимыми частотами 8–11 Гц (см. рис. 3). Редуцированные времена $P^{М}_{пр}$-волн (при скорости редукции 8,0 км/с) в области выхода в первые вступления изменяются в целом незначительно вдоль профиля: от 6,4 до 7,4 с (на расстановке 1) и от 7,5 до 8,4 с (на расстановке 2), что свидетельствует о небольшом погружении границы М в юго-восточной части профиля. Нагоняющие годографы (достроенные с использованием начальных точек отраженных волн) параллельны и увязываются во взаимных точках по системам встречных и нагоняющих годографов. Значения кажущейся скорости по годографам $P^{М}_{пр}$-волн изменяются в широких пределах – от 7,4 до 8,9 км/с.

В последующих частях записей поля продольных волн на удалениях 80–250 км на ряде годографов выделяется мощная отраженная волна, идентифицируемая по кинематическим и динамическим признакам (см. рис. 3) как отраженная волна от поверхности Мохоровичича ($P^{М}_{отр}$). Необходимо отметить в целом нерегулярный характер записи этой волны на профиле. Наиболее уверенно на большинстве годографов $P^{М}_{отр}$-волна выделяется в области начальных точек на удалениях 90–110 км и менее уверенно – на больших базах.

Интерпретация и результаты

Интерпретация данных продольных волн на двух расстановках Восточно-Станового фрагмента профиля 8-ДВ проводилась традиционными способами ГСЗ [6, 8, 13]. Были построены годографы рефрагированных P-волн, преломленных и отраженных от границы Мохоровичича, увязанные во взаимных точках. По данным рефрагированных волн рассчитаны томографические разрезы земной коры до глубин 15–25 км. По данным преломленных и отраженных продольных волн от границы М устанавливались средняя (эффективная) скорость P-волн в земной коре, положение поверхности Мохоровичича и распределение вдоль нее значений граничной скорости преломленных волн.

На расстановках 1 и 2 определение эффективной скорости продольных волн в земной коре производилось по центрам зондирований и по сводному годографу в квадратичных координатах. Осредненные значения эффективной скорости продольных волн в земной коре по сводным годографам на расстановках 1 и 2 оказались достаточно близки – 6,40±0,10 км/с (рис. 4, а, б).

Из рис. 4 видно, что для расстановки 1 разброс редуцированных времен (в квадратичных координатах) различается для разных удалений (0–27000 км^2 и 27000–70000 км^2), что может быть обусловлено как существенными ошибками в корреляции, так и значительным изменением эффективной скорости в земной коре на разных участках расстановки 1. С целью уменьшения неоднозначности в построениях определение эффективной скорости продольных волн в земной коре на расстановке 1 производилось по центрам зондирований [8]. В квадратичных координатах (как и при построении поля времен) строились годографы отраженных волн, отнесенные к центрам зондирований. Исходя из плотности наблюдений выбиралось окно по оси X (реально 50 км), в котором собирались данные (в квадратичных координатах) с разных удалений и определялись значения эффективной скорости. Так, с окном 50 км и шагом 10 км определялась эффективная скорость. Подобный способ оправдан на данном участке в связи с высокой плотностью наблюдений (что создает представительные выборки в окнах осреднения) и сильными локальными изменениями рельефа М, соответственно, большими углами наклона границы. В этих условиях наиболее достоверными считаются определения скоростей не между изолиниями поля, построенными путем интерполяции, а данные симметричных зондирований, для которых существует минимальная неоднозначность в определении скорости [6, 12, 13].

Графики значений эффективной скорости продольных волн в земной коре на расстановке 1 и примеры определения $V_{эфф}$ на разных участках расстановки представлены на рис. 5. Наибольший разброс данных при определении по центрам зондирований был получен на западном и восточном окончаниях расстановки, что связано с невысокой плотностью наблюдений. Как видно из рис. 5, а, в центральной части расстановки 1 отмечаются повышенные значения эффективной скорости P-волн (до 6,55 км/с), а на западном и восточном участках они понижены до 6,3 и 6,4 км/с соответственно.

Эффективная скорость продольных волн, определенная по центрам зондирований на

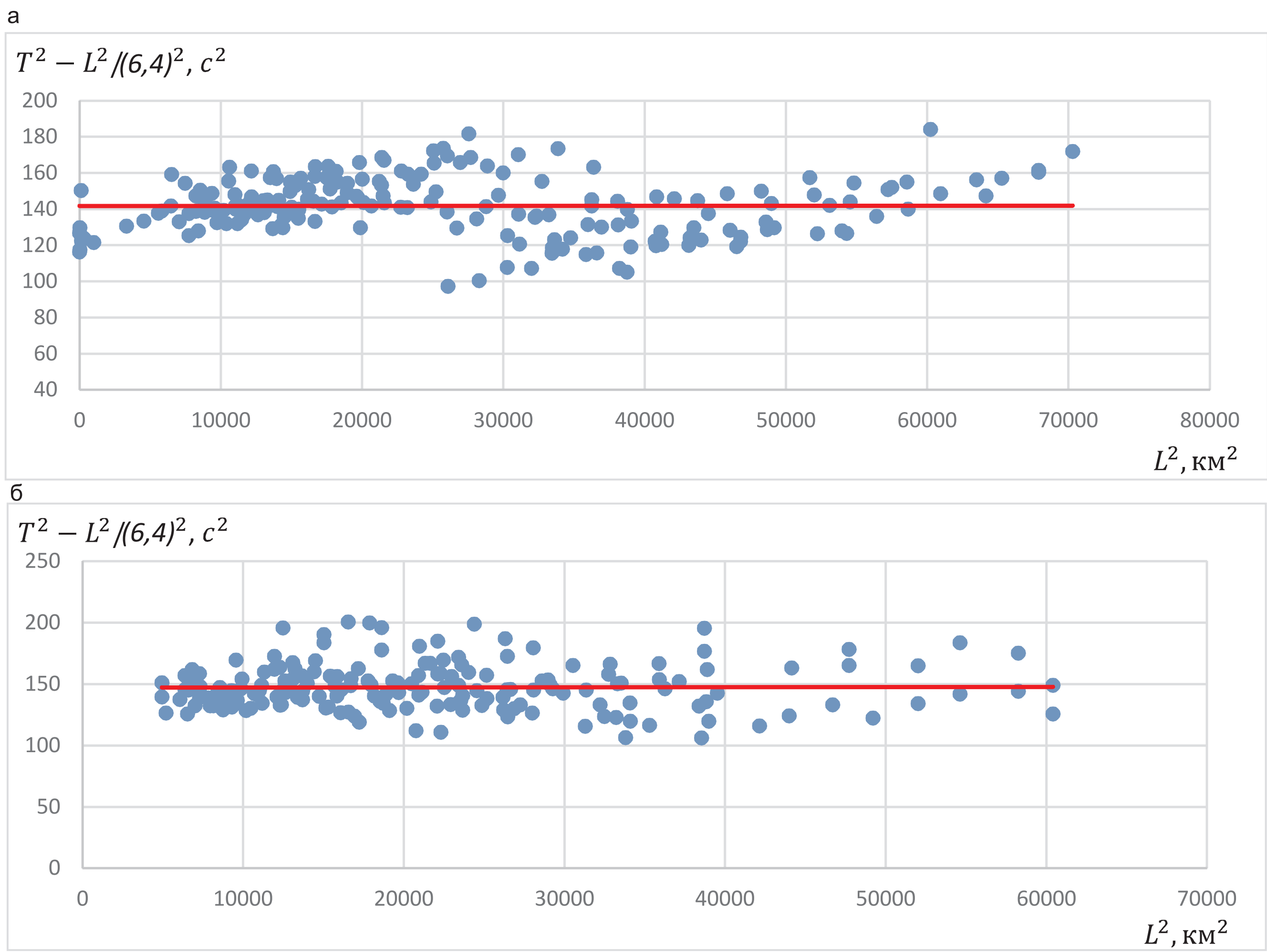


Рис. 4. К определению эффективной скорости продольных волн на профиле 8-ДВ. Редуцированные годографы ($V_{ред}$ = 6,4 км/с) отраженных волн (в квадратичных координатах) для расстановок: а – 1 (Ларба – Бомнак), б – 2 (Верхнезейск – Ульма)

расстановке 2, также изменяется от 6,2–6,3 км/с в северо-западной и юго-восточной частях до 6,5 км/с в центральной.

По годографам $P_{пр}^{М}$-волн, продленных с использованием начальных точек отраженных волн от границы М, построены графики значений кажущейся скорости в прямом и встречном направлениях, определены осредненные значения кажущейся скорости и граничная скорость (с учетом сейсмического сноса) (рис. 6).

Значительные изменения граничной скорости отмечаются для западного участка расстановки 1 (100–180 км) (см. рис. 6, а) и северо-западного участка расстановки 2 (см. рис. 6, б).

Глубины до поверхности Мохоровичича на исследуемом профиле определялись на основе данных по отраженным волнам от границы М. При расчетах на расстановках 1 и 2 использовались осредненные значения скорости продольных волн в земной коре 6,4±0,1 км/с (см. рис. 4, а, б).

По результатам интерпретации опорных продольных волн построены глубинные сейсмические разрезы на расстановках 1 и 2 профиля 8-ДВ и сводный результирующий разрез по его Восточно-Становому фрагменту (рис. 7). Реализован комбинированный способ восстановления результирующих разрезов, описанный в [8], который включает томографические построения верхней части разреза по данным коровых преломленных (рефрагированных) Р-волн, восстановление: границы М по данным преломленных и отраженных Р-волн, скорости в нижней части коры по данным закритических отраженных Р-волн от границы М на удалениях 200–300 км, скорости Р-волн в средней части разреза путем просчета прямых кинематических задач в рамках многослойной модели среды и согласованием с эффективной скоростью во всей толще земной коры.

Результаты выполненных исследований коррелируют с результатами глубинных сейсмических исследований прошлых лет на профилях р. Зея – р. Селемджа – р. Бурея [9] и профиле 3-ДВ (Южный участок) [3]. Так, на профиле 3-ДВ в районе п. Тында мощность земной коры составляет, как и на ортогональном профиле 8-ДВ (участок п. Тында на рис. 2), 37–38 км. Совпадают также значения эффективной скорости в земной коре (6,35–6,4 км/с) и граничной скорости по поверхности Мохоровичича на профиле 3-ДВ (8,0–8,2 км/с) и на профиле 8-ДВ (8,1–8,2 км/с). В области пересечения профилей ГСЗ р. Зея – р. Селемджа – р. Бурея (1985 г.) и профиля

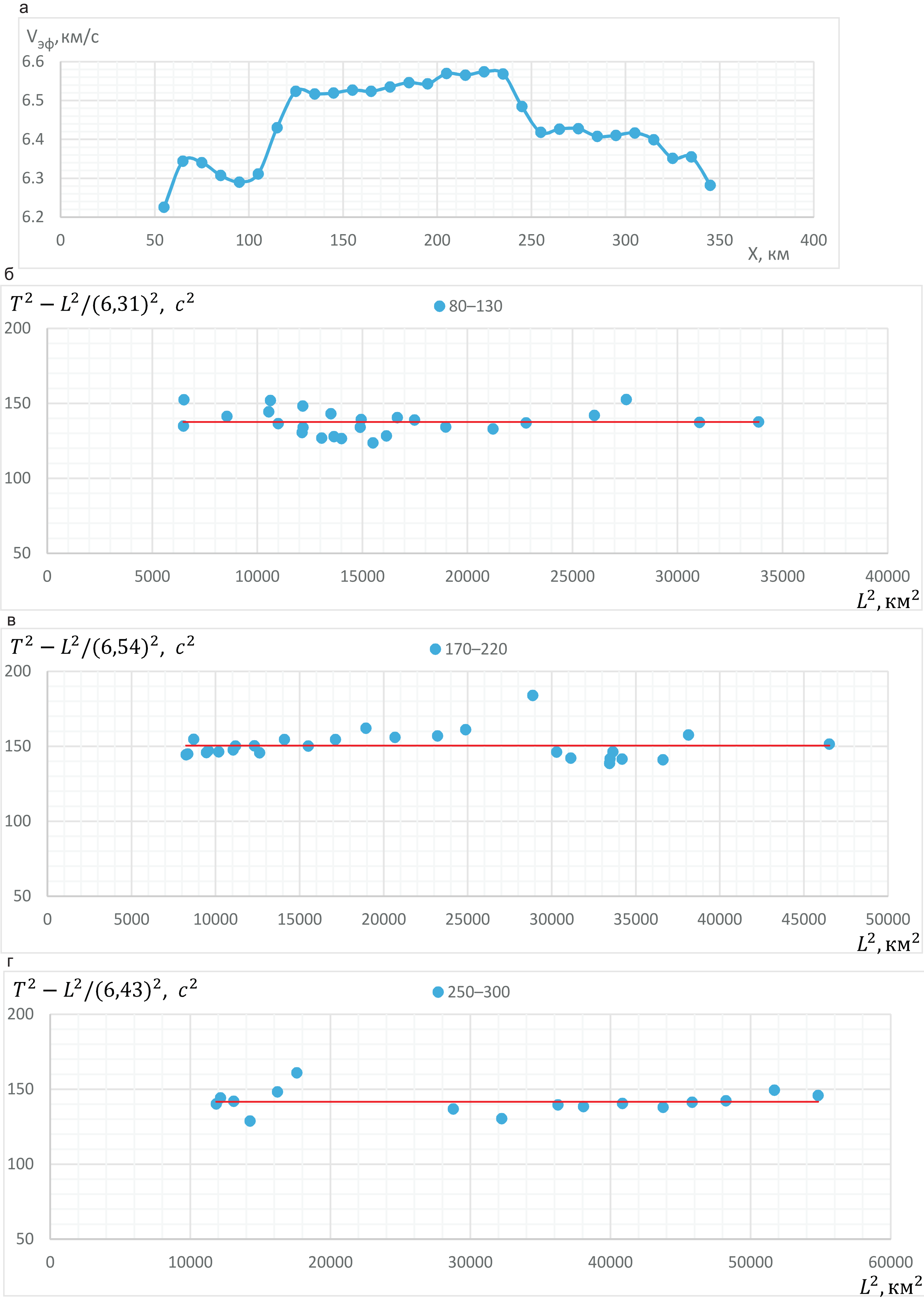
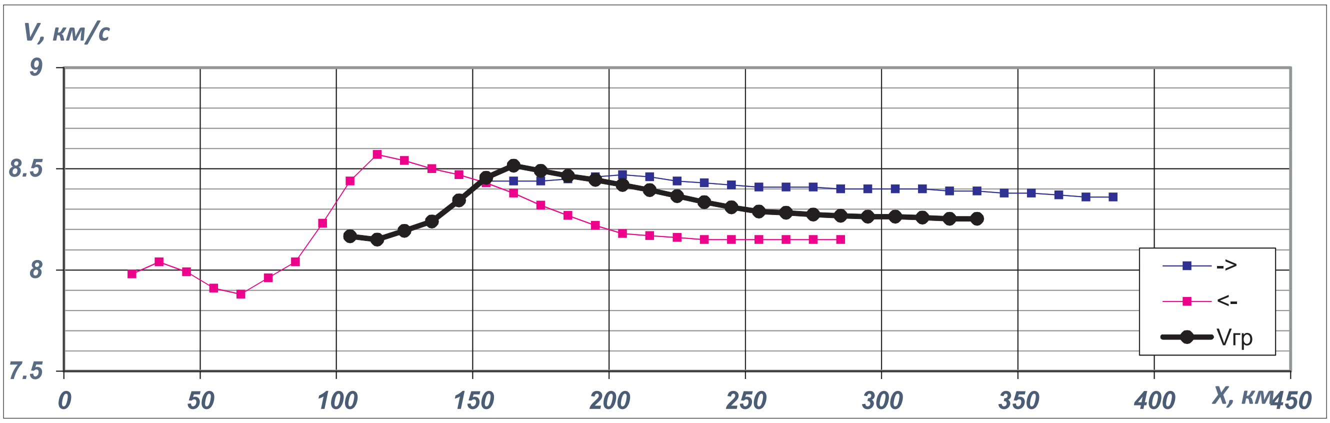


Рис. 5. График значений эффективной скорости в земной коре на расстановке Ларба – Бомнак профиля 8-ДВ (а) и примеры определения $V_{эфф}$ на участках 80–130 км (б), 170–220 км (в) и 250-300 км (г)

а



б

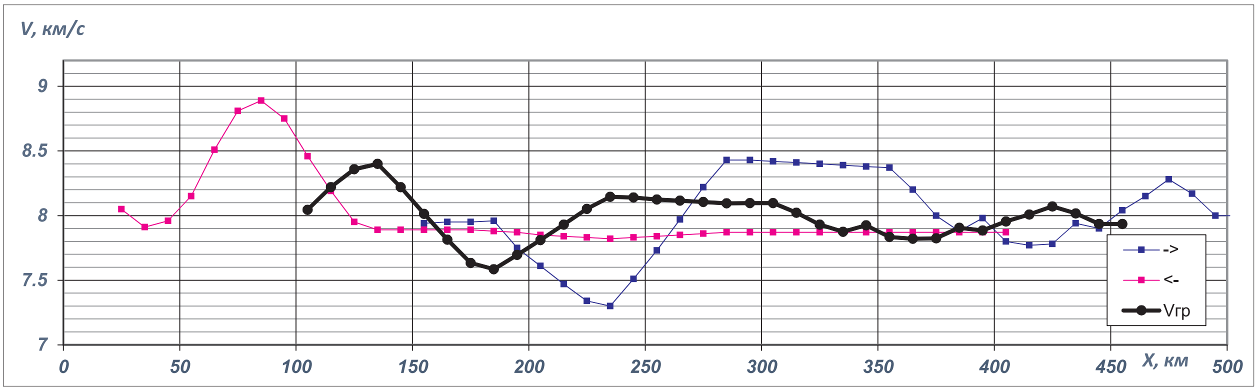


Рис. 6. К определению граничной скорости на расстановках Ларба – Бомнак (а) и Верхнезейск – Ульма (б) профиля 8-ДВ (синий и красный – графики значений кажущейся скорости в прямом и встречном направлениях соответственно; черный – граничной скорости)

8-ДВ (район п. Иса и п. Ульма на рис. 2) также отмечается совпадение глубин залегания границы М (35–36 и 36–37 км соответственно). Близки также значения граничной скорости по границе М (8,1–8,2 и 7,95–8,05 км/с).

Обсуждение результатов

Восточно-Становой фрагмент профиля 8-ДВ находится в пределах крупных тектонических структур Центрально-Азиатского складчатого пояса – Селенга-Становой и Амурской складчатых областей [1] (см. рис. 1). Согласно [10], «Селенгино-Становой супертеррейн юго-восточной окраины Северо-Азиатского кратона является одной из ключевых структур восточной окраины Азии. Основу его геологического строения составляют традиционно выделяемые условно ранне- и позднедокембрийские комплексы, а также многочисленные интрузивные и вулканоплутонические ассоциации палеозоя и мезозоя». К таким комплексам и блокам в западной части профиля 8-ДВ (0–340 км) в пределах Восточно-Становой складчато-блоковой системы Селенгино-Становой складчатой области по геологическим данным относят Ларбинский (0–40 км), Иликанский (130–175 км), Улаханский (250–330 км) метаморфические блоки фундамента позднеархейского возраста, а также Тындинский (40–130 км) и Унюхинский (175–250 км) блоки интрузий юрского возраста [14, 15]. Явную обособленность приповерхностных геологических комплексов в глубинных сейсмических построениях (см. рис. 7) проследить не удается. В целом на данном участке профиля 8-ДВ в верхней части разреза отмечается плавное увеличение скорости продольных волн от 5,7 км/с у поверхности до 6,0–6,1 км/с на глубинах 2–3 км. На глубинах 10–20 км в разрезе выделяются высокоскоростные вертикальные блоки со скоростью 6,4–6,45 км/с (в пределах Иликанского и Унюхинского комплексов) и более высокоскоростные блоки (до 6,55–6,6 км/с) в пределах Улаханского метаморфического блока (см. рис. 7). Эти высокоскоростные блоки в верхней части коры, по-видимому, являются причиной повышенной скорости продольных волн во всей толще земной коры на данном участке – 6,5 км/с (см. рис. 5, в, рис. 7). Мощность земной коры на данном участке составляет в целом 40 км; локальный подъем границы М до 37 км отмечается в центральной части Тындинского блока и в Улаханском блоке. Сильная дифференциация в западной части Восточно-Станового фрагмента профиля 8-ДВ отмечается по значениям скорости продольных волн по границе М (см. рис. 7). В начальной части профиля они понижены до 7,9–8,0 км/с, а в центральной части высокоскоростного блока в коре (140–250 км) повышены до 8,3–8,5 км/с (см. рис. 7).

Юго-западная часть Восточно-Станового фрагмента профиля 8-ДВ находится в пределах Амурской складчатой области (см. рис. 1). Последняя,

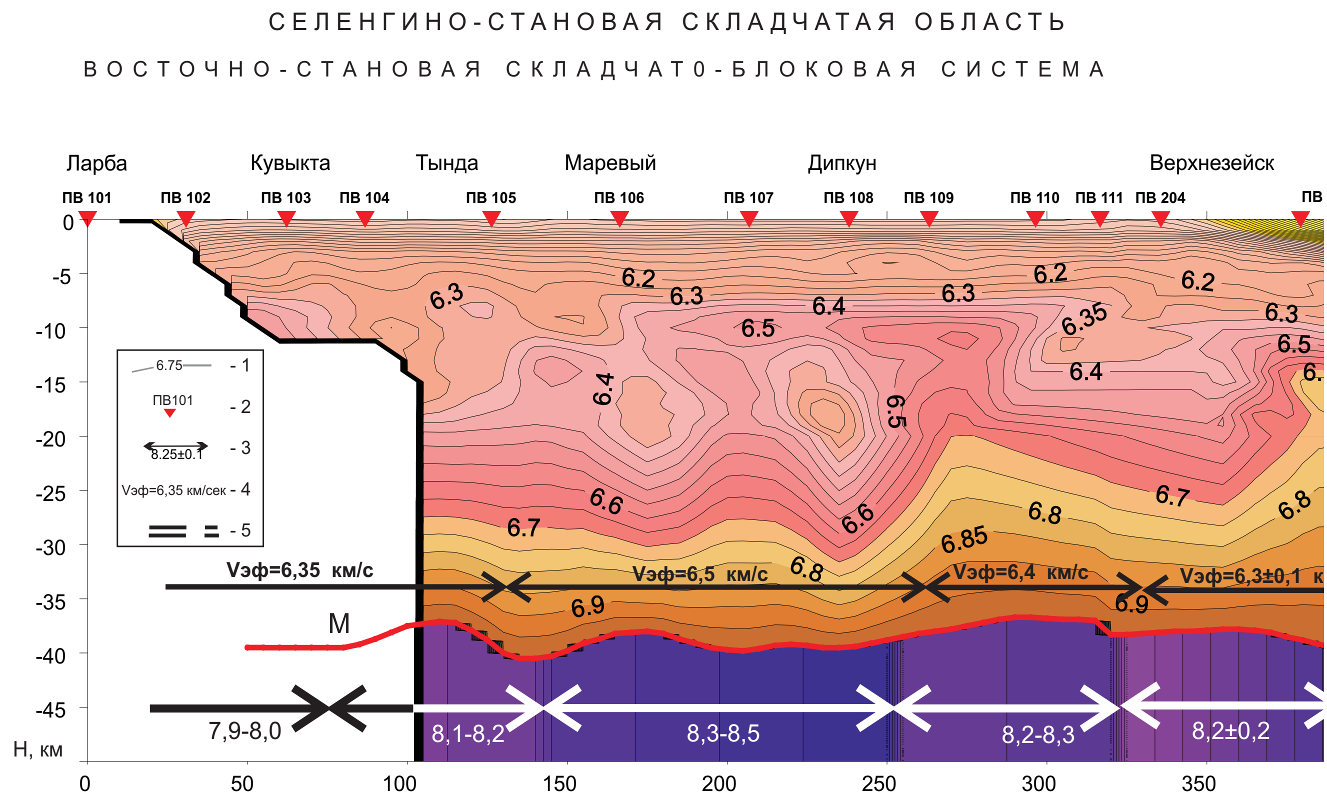
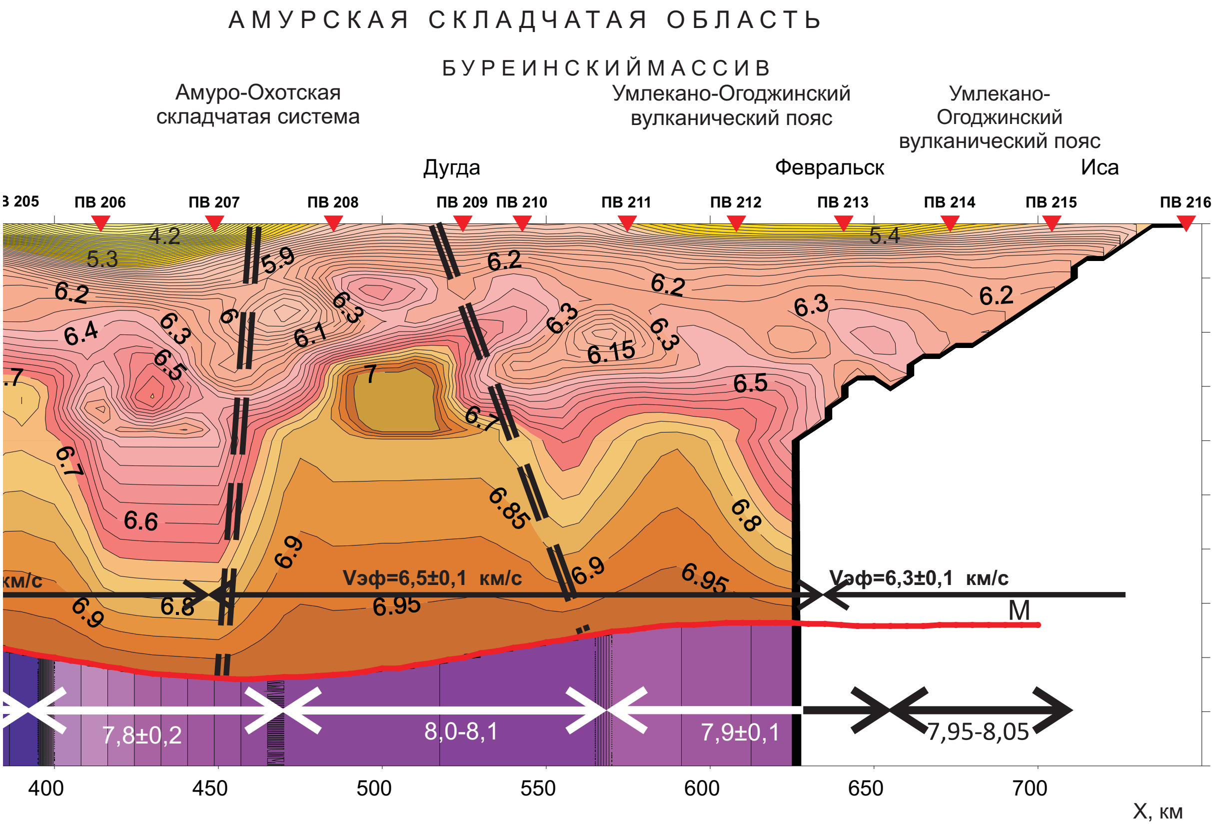


Рис. 7. Сводный глубинный сейсмический разрез по Восточно-Становому фрагменту профиля 8-ДВ

1 – изолинии скорости; 2 – источники возбуждения; 3 – граничная скорость по поверхности Мохоровичича; 4 – эффективная скорость в земной коре; 5 – разломы

согласно принятой модели в [7], «сформирована в ходе последовательных столкновений: в поздней юре – Сибирской и Амурской палеоплит, включает континентальные блоки и межблоковые зоны, выполненные образованиями мощных аккреционных призм». От Селенгино-Становой складчатой области Амурская отделена Амуро-Охотской складчатой системой (см. рис. 1) или восточной ветвью Монголо-Охотского шва [7]. В краевых частях шва по [14, 15] картируются Джелтулакский и Северо-Тукурингрский и Южно-Тукурингрский (≈460 км и ≈520 км на рис. 7 соответственно) разломы глубинного заложения. Джелтулакский и Северо-Тукурингрский разломы маркируют область сочленения Амурской и Селенгино-Становой складчатых областей. По границе М здесь отмечается сильное понижение граничной скорости – до 7,8 км/с (см. рис. 6, б, рис. 7). Локальное понижение скорости продольных волн (до 6,2–6,3 км/с) отмечается на данном участке в целом во всей толще земной коры. Подобные аномалии в глубинном строении зон сочленения крупных тектонических структур были отмечены ранее на профиле 2-ДВ в зоне сочленения Охотоморской и Северо-Американской плит [2, 4] и в зоне сочленения Евразийской и Охотоморской плит на профиле 3-ДВ [11]. Понижение граничной скорости по поверхности Мохоровичича на профиле 8-ДВ, как и установленное ранее на профилях 2-ДВ и 3-ДВ, может быть связано с переработкой субстрата земной коры, что привело к понижению скорости продольных волн по поверхности Мохоровичича. Уменьшение средних и эффективных скоростей во всей толще земной коры в зоне сочленения крупных тектонических областей может свидетельствовать о большой раздробленности структур земной коры.

Границу юго-восточного ограничения Амуро-Охотской складчатой системы и сочленения с крупным Буреинским массивом Амурской складчатой области маркирует Южно-Тукурингрский разлом (см. рис. 7). Вблизи плоскости разлома в земной коре Амуро-Охотской складчатой системы выделяется высокоскоростной блок со значениями скорости от 6,45 км/с на глубине 5–7 км до 7,0 км/с на глубине 20–25 км (см. рис. 7). Можно предположить, что по данному глубинному разлому происходило внедрение в кору высокоскоростных тел из ее низов. В центральной части Буреинского массива по границе М также отмечается понижение скорости продольных волн до 7,9 км/с, что может быть обусловлено изменением (расплавом) границы перехода кора – мантия в области Умлекано-Огоджинского вулканического пояса, отмеченного на данном участке. Подобное понижение скорости продольных волн по границе М фиксировалось ранее при работах ГСЗ в области сочленения Охотско-Чукотского вулканогенного комплекса с Кони-Мургальской складчатой системой на профиле 2-ДВ [4] и Охотско-Чукотского вулканогенного комплекса с Амгуэмской шовной зоной на профиле 2-ДВ-А [4]. В верхней части коры по геологическим и геоморфологическим данным



в створе юго-восточного участка Восточно-Станового фрагмента профиля 8-ДВ выделяются Верхнезейская (340–430 км), Амуро-Зейская (560–680 км) впадины и Туранский блок (680–740 км). Последний, как и Ларбинский блок, не характеризуется ввиду малой представительности глубинного разреза. В центральной части Верхнезейской впадины мощность осадочных отложений достигает 5 км (см. рис. 7). На глубинах 15–20 км отмечается появление линз высокоскоростных (до 6,5–6,6 км/с) пород. С северо-запада на юго-восток в створе профиля отмечается локальное погружение поверхности Мохоровичича от 37 до 42 км (см рис. 7). Эффективная скорость в земной коре понижена до 6,3 км/с. В центральной части Верхнезейской впадины граничная скорость по границе М изменяется от нормальных значений (8,2 км/с) до пониженных (7,8 км/с) (см. рис. 7). Глубинное строение в пределах Амуро-Зейской впадины схоже с рассмотренным ранее строением под Верхнезейской впадиной: выделяется мощная (2–2,5 км) толща осадочных отложений; на глубинах 15–20 км отмечается появление линз высокоскоростных (до 6,6–6,7 км/с) пород; мощность земной коры составляет 37–38 км; эффективная скорость в земной коре в юго-восточной части впадины понижена до 6,2–6,3 км/с; граничная скорость по поверхности Мохоровичича понижена до 7,9 км/с (см. рис. 7).

Выводы

Установлены особенности глубинного строения по сейсмическим данным в пределах Восточно-Станового фрагмента опорного геофизического профиля 8-ДВ. Поверхность Мохоровичича расположена на глубинах 37–42.5 км. Граничная скорость продольных волн по границе М в целом изменяется от 7,8–8,1 до 8,3–8,5 км/с. Эффективная скорость распространения сейсмических волн в земной коре составляет 6,3–6,5 км/с.

По данным анализа рефрагированных волн отмечается неоднородное строение самой верхней и средней частей земной коры глубиной первые километры. Наиболее высокими значениями скорости продольных волн в верхней части коры на профиле характеризуются участки высокогорных хребтов и плоскогорий; наиболее низкие (3–5 км/с) установлены в зоне Верхнезейской и Амуро-Зейской впадин. На глубинах 10–15 км скорости продольных волн в целом по профилю возрастают до 6,20–6,30 км/с; на ряде участков Восточно-Станового фрагмента профиля в данном интервале глубин выделяются локальные высокоскоростные неоднородности – 6,4–6,6 и даже 7,0 км/с.

Результаты выполненных исследований согласуются с результатами глубинных сейсмических исследований прошлых лет на профилях р. Зея – р Селемджа – р. Бурея (ГСЗ, 1985 г.) и 3-ДВ (Южный участок, 2009 г.).

Сопоставлены установленные особенности сейсмического строения на профиле 8-ДВ с тектоникой региона. Значительные сейсмические неоднородности в земной коре и мантии коррелируют с Амуро-Охотской складчатой системой (или восточной ветвью Монголо-Охотского шва) в зоне сочленения крупных тектонических структур Центрально-Азиатского складчатого пояса – Селенга-Становой и Амурской складчатых областей.

Полученная новая информация о детальном распределении скоростей в земной коре и верхней мантии дает дополнительные сведения, позволяющие по-новому взглянуть на историю образования и развития данного региона, что весьма важно при решении задачи генезиса и размещения месторождений полезных ископаемых.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Глубинное** строение земной коры и верхней мантии Северо-Восточной Евразии / С. Н. Кашубин, О. В. Петров, Е. Д. Мильштейн и др. // Региональная геология и металлогения – 2018. – № 76. – С. 9–21.

2. **Глубинное** строение области сочленения Евро-Азиатской, Северо-Американской и Охотоморской континентальных плит / В. М. Соловьев, А. С. Сальников, С. В. Шибаев и др. // Тез. докл. Всерос. конф. с междунар. участием «50-летие сейсмологического мониторинга Сибири». – Новосибирск: Полиграфика, 2013. – С. 209–213.

3. **Глубинное** строение области сочленения Центрально-Азиатского складчатого пояса и Сибирской платформы по данным глубинных сейсмических исследований в сечении профиля 3-ДВ (Сковородино – Томмот) / А. С. Сальников, А. С. Ефимов, В. М. Соловьев, А. Ф. Еманов // Матер. Всерос. конф. «Тектоника, магматизм и геодинамика востока Азии. VII Косыгинские чтения». – Хабаровск, 2011. – С. 306–309.

4. **Глубинные** вибросейсмические исследования на Дальнем Востоке России / В. С. Селезнев, В. М. Соловьев, А. Ф. Еманов и др. // Проблемы информатики. – 2013. – № 3. – С. 30–41.

5. **Государственная** сеть опорных геолого-геофизических профилей, параметрических и сверхглубоких скважин / Ю. М. Эринчек, А. В. Липилин, Р. Б. Сержантов и др. // Сб. докл. междунар. науч. конф., посвящ. 100-летию акад. Н. Н. Пузырева. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2014. – С. 282–288.

6. **Детальные** сейсмические исследования литосферы на P- и S-волнах / С. В. Крылов, Б. П. Мишенькин, З. Р. Мишенькина и др. – Новосибирск: Наука, 1993. – 199 с.

7. **Егоров А. С.** Особенности глубинного строения и вещественного состава структур земной коры континентальной части территории России // Зап. Горного ин-та. – 2015. – Т. 216. – С. 13–30.

8. **Использование** эффективных сейсмических моделей сред при работах ГСЗ на опорных профилях в Восточной части России / В. М. Соловьев, В. С. Селезнев, А. С. Сальников и др. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 4. – С. 74–86.

9. **Мишенькин Б. П., Мишенькина З. Р., Анненков В. В.** Глубинное сейсмическое зондирование на Буреинском массиве // Геология и геофизика. – 1987. – № 10. – С. 98–107.

10. **Модель** формирования орогенных поясов Центральной и Северо-Восточной Азии / Л. М. Парфенов, Н. А. Берзин, А. И. Ханчук и др. // Тихоокеанская геология. – 2003. – Т. 22, № 6. – С. 7–41.

11. **Особенности** сейсмического строения области сочленения Евразийской и Охотоморской плит на востоке России (в створе опорного профиля 3-ДВ) / В. М. Соловьев, В. С. Селезнев, А. С. Сальников // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57, № 11. – С. 2044–2058.

12. **Пузырев Н. Н.** Структурная сейсмология. Избранные труды. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009. – 427 с.

13. **Пузырев Н. Н., Крылов С. В., Мишенькин Б. П.** Методика рекогносцировочных глубинных сейсмических исследований. – Новосибирск: Наука, 1975. – 158 с.

14. **Структура** и эволюция земной коры области сочленения Центрально-Азиатского складчатого пояса и Сибирской платформы: профиль Сковородино – Томмот / А. Н. Диденко, А. С. Ефимов, П. А. Нелюбов и др. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 10. – С. 1583–1599.

15. **Тектоника**, глубинное строение, металлогения области сочленения Центрально-Азиатского и Тихоокеанского поясов: объяснительная записка к тектонической карте масштаба 1:1 500 000 / Л. П. Карсаков, Чжао Чуньзин, М. В. Горошко и др. – Владивосток; Хабаровск: ДВО РАН, 2005. – 264 с.

REFERENCES

1. Kashubin S.N., Kashubin S.N., Petrov O.V., et al. [Deep structure of the Earth's crust and upper mantle in the Northeastern Eurasia]. *Regionalnaya geologiya i metallogeniya – Regional geology and metallogeny*, 2018, no. 76, pp. 9–21 (In Russ.).

2. Solovyev V.M., Salnikov A.S., Shibaev S.V., et al. [Deep structure of the junction area of the Eurasian, North American and Okhotomorsk continental plates]. *Tezisy dokladov Vserossiyskoy konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem "50-letiye seysmologicheskogo monitoringa Sibiri"* [Scientific All-Russian Conference abstracts with international participation "50th anniversary of seismological monitoring of Siberia"]. Novosibirsk, Poligrafika Publ., 2013, pp. 209–213. (In Russ.).

3. Salnikov A.S., Efimov A.S., Solovyev V.M., Emanov A.F. [Deep structure of the junction area of the Central-Asian fold belt and Siberian Platform based on data of deep seismic investigations in the 3DV profile contour interval]. *Materialy vserossiyskoy konferentsii "Tektonika, magmatizm i geodinamika vostoka Azii. VII Kosyginskiye chteniya"* [Materials of All-Russian Conference "Tectonics, magmatism and geodynamics of the Asian East. 7th readings of Kosygin]. Khabarovsk, 2011, pp. 306–309. (In Russ.).

4. Seleznev V.S., Solovyev V.M., Emanov A.F., et al. [Deep vibroseis survey in the Far East of Russia]. *Problemy Informatiki – Problems of Informatics*, 2013, no. 3, pp. 30–41. (In Russ.).

5. Erinchek Yu.M., Lipilin A.V., Serzhantov R.B., et al. [National network of geological and geophysical survey base lines, parametric and superdeep wells]. *Sborn-*

ik dokladov mezhdunarodnoy nauchnoy konferentsii, posvyashchennoy 100-letiyu akademika N.N.Puzyreva [Geophysical methods of crust studies: proceedings of the Russian conference, dedicated to the 100th anniversary of academician N.N.Puzyrev. Novosibirsk, SB RAS Publ., 2014, pp. 282–288. (In Russ.).

6. Krylov S.V., Mishenkin B.P., Mishenkina Z.R., et al. *Detalnye seysmicheskiye issledovaniya litosfery na P- i S-volnakh* [Detailed seismic studies of lithosphere at P- and S-waves]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1993. 199 p. (In Russ.).

7. Egorov A.S. [Deep structure and composition characteristics of the continental Earth's crust geostructures on the Russian Federation territory]. *Zapiski Gornogo Insituta – Journal of Mining institute*, 2015, vol. 216, pp. 13–30. (In Russ.).

8. Solovyev V.M., Seleznev V.S., Salnikov A.S., et al. [Effective seismic models of media used in DSS operations on survey base lines in Eastern Russia. *Geologiya i mineralnj-syryryevye resursy Sibiri – Geology and mineral resources of Siberia*, 2014, no. 4, pp. 74–86. (In Russ.).

9. Mishenkin B.P., Mishenkina Z.P., Annenkov V.V. [Deep seismic sounding on the Bureya massif]. *Geologiya i geofizika*, 1987, no. 10, pp. 98–107. (In Russ.).

10. Parfenov B.P., Parfnov L.M., Berzin N.A., et al. [A model for the formation of orogenic belts in Central and Northeast Asia]. *Tikhookeanskaya geologiya – Russian journal of Pacific geology*, 2003, vol. 22, no. 6, pp. 7–41. (In Russ.).

11. Solovyev V.M., Seleznev V.S., Salnikov A.S., et al. Deep seismic structure of the boundary zone between the Eurasian and Okhotsk plates in eastern Russia (along the 3DV deep seismic sounding profile). *Russian Geology and Geophysics*, 2016, vol. 57, no. 11, pp. 1613–1625.

12. Puzyrev N.N. *Strukturnaya seysmologiya. Izbrannye trudy* [Geotectonic seismology. Selected works]. Novosibirsk, SB RAS Publ., 2009. 427 p. (In Russ.).

13. Puzyrev N.N., Krylov S.V., Mishenkin B.P. *Metodika rekognostsirovochnykh glubinnykh seysmicheskikh issledovaniy* [Technique of reconnaissance hypogene seismic investigations]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1975. 158 p. (In Russ.).

14. Didenko A.N., Efimov A.S., Nelyubov P.A., et al. Structure and evolution of the Earth's crust in the region of junction of the Central Asian Fold Belt and the Siberian Platform: Skovorodino – Tommot Profile. *Russian Geology and Geophysics*, 2013, vol. 54, no. 10, pp. 1236–1249.

15. *Tektonika, glubinnoye stroeniye, metallogeniya oblasti sochleneniya Tsentralno-Aziatskogo i Tikhookeanskogo poyasov. Obyasnitelnaya zapiska k tektonicheskoy karte masshtaba 1:500 000* [Tectonics, deep structure, metallogeny of the Central Asian-Pacific belts junction area. Explanatory notes to the tectonic map scale of 1:1 500 000 Tectonics, deep structure, metallogeny of the junction area of the Central Asian and Pacific belts]. Vladivostok, Khabarovsk, Far-Eastern Branch of RAS Publ., 2005. 264 p. (In Russ.).

УДК 550.834.05:551.2(571.56)

УТОЧНЕНИЕ СТРОЕНИЯ ВИЛЮЙСКОЙ ГЕМИСИНЕКЛИЗЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПЕРЕИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

И. А. Губин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

Проанализированы данные глубокого бурения и результаты сейсморазведочных работ МОГТ, выполненных в пределах Вилюйской гемисинеклизы с 1980-х гг. до настоящего времени. Охарактеризованы сейсмогеологические условия. Построена структурная модель осадочного чехла до кровли нижнего кембрия. Выделено пять сейсмогеологических комплексов, приведены карты их толщин. Оконтурены области развития мезозойских, пермских, каменноугольных, девонских, силурийских, ордовикских и средне-верхнекембрийских отложений. Строение осадочного чехла Вилюйской гемисинеклизы продемонстрировано на глубинных сейсмогеологических разрезах, построенных на основе детальной скоростной модели, а также с учетом современных и ретроспективных геолого-геофизических данных. Показано ограниченное развитие девонских отложений во внутренних районах гемисинеклизы, где по современным сейсмическим данным под каменноугольными отложениями прогнозируются кембрийские, а сейсмофации, свойственные отложениям Кемпендяйской рифтовой зоны, отсутствуют в волновых полях допермской части разреза.

***Ключевые слова**: Вилюйская гемисинеклиза, сейсмогеологический комплекс, отражающий горизонт, структурная карта, временной разрез, скоростная модель, осадочный чехол.*

REFINEMENT OF THE STRUCTURE OF THE VILYUY HEMISYNECLISE BASED ON THE RESULTS OF REINTERPRETATION OF SEISMIC EXPLORATION

I. A. Gubin

A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia

The article analyzes the deep drilling data and results of seismic CDP operations performed within the Vilyuy hemisyneclise from the 1980s to the present. Seismogeological conditions are characterized. The structural model of sedimentary cover up to the top of the Lower Cambrian is developed. 5 seismic sequences are identified, maps of their thicknesses are presented. Proveniances of Mesozoic, Permian, Carboniferous, Devonian, Silurian, Ordovician and Middle-Upper Cambrian deposits are outlined. The structure of the Vilyuy hemisyneclise sedimentary cover is shown on deep seismic-geological sections constructed on the basis of the detailed velocity model, as well as taking into account modern and retrospective geological and geophysical data. The limited development of Devonian deposits in the inner parts of the hemisyneclise is shown, where, according to modern seismic data, the Cambrian is predicted under Carboniferous deposits, and seismic facies characteristic of the Kempendyay rift zone deposits are absent in the wave fields of the pre-Permian part of the section.

***Keywords:** Vilyuy hemisyneclise, seismic sequence, reflecting horizon, structure map, reflection-time section, velocity model, sedimentary cover.*

DOI 10.20403/2078-0575-2020-4-40-52

До середины XX в. Вилюйская гемисинеклиза рассматривалась как неглубокая плоская впадина. Предполагалось, что толщина мезозойских пород здесь не превышает 1 км, а под ним залегают нефтегазоперспективные кембрийские образования [8]. Продуктивность кембрия Восточной Сибири была доказана еще во второй половине 1930-х гг. В. М. Сенюковым, по рекомендации которого пробурена скважина на Кучугей-Билляхской структуре (Ченкиямская площадь, бассейн р. Толба), давшая несколько сотен литров нефти из кембрийских (сейчас рассматриваемых как вендские) отложений. Вилюйская опорная скважина, пробуренная в 1953 г., перевернула все представления о геологическом строении гемисинеклизы. Она была заложена с целью изучения отложений нижнего палеозоя, однако при забое 2988 м вскрыла породы средней юры [7]. В результате последующих геолого-разведочных работ выяснилось, что до кровли нижнего палеозоя необходимо пройти еще минимум 7 км.

В 1958–1961 гг. сейсморазведочными работами в центральной части Вилюйской гемисинеклизы было обнаружено крупное Хапчагайское поднятие, осложненное целым рядом локальных структур, каждая из которых, как показало дальнейшее бурение, контролирует газоконденсатные месторождения (Бадаранское, Средневилюйское, Соболох-Неджелинское, Мастахское, Толонское). Открытие Хапчагайского вала могло состояться еще до бурения Вилюйской опорной скважины, когда методом отраженных волн был отработан сейсмический профиль вдоль тракта «Якутск – Вилюйск», который показал воздымание отражающего горизонта ТП (граница пермь – триас) к востоку от Вилюйска почти на 1000 м. Однако тогда считалось, что в направлении к Предверхоянскому прогибу могло быть только погружение, и полученные по профилю данные забраковали [8].

В настоящее время Вилюйская гемисинеклиза рассматривается как крупная краевая и самая глубокая депрессия Сибирской платформы, выполненная осадочным чехлом мощностью до 12–15 км, который является частью Лено-Вилюйского нефтегазоносного бассейна с доказанной промышленной газоносностью верхнепермских, триасовых и нижнеюрских отложений. Практически все открытые месторождения УВ сосредоточены в пределах двух валов – Хапчагайского и Логлорского. Есть основания предполагать, что высоким нефтегазоносным и нефтегазоматеринским потенциалом обладают нижне-среднекембрийские отложения [3, 5, 6, 9, 15, 16 и др.], однако значительная их часть залегает на недоступных для бурения глубинах.

Северо-западный, юго-западный и южный борта Вилюйской гемисинеклизы представляют собой моноклинали – Хоргочумскую, Тюкян-Чебыдинскую и Бескюельскую соответственно. Граница с Предверхоянским краевым прогибом на северо-востоке проведена условно. Геологическое строение осадочного чехла, особенно в пределах бортовых частей гемисинеклизы, изучено сейсморазведкой в комплексе с бурением и другими геолого-геофизическими методами. Однако до сих пор остаются дискуссионными многие вопросы геологического строения внутренних районов, такие как глубины залегания фундамента, масштабы развития девонского рифтогенеза, тектоническая природа валообразных поднятий, характеристика допермского разреза и т. д. [2, 13, 14, 19, 21 и др.].

Структура осадочного чехла Вилюйской гемисинеклизы подробно рассмотрена в работах [4, 5, 10, 11, 14, 16, 21, 22 и др.]. В частности, в монографии [11] под ред. В. С. Суркова было детально проанализировано строение рифейского, вендско-силурийского, девонско-нижнекаменноугольного, среднекаменноугольно-триасового и юрско-мелового мегакомплексов. В статье Г. С. Фрадкина с соавторами [22] выделены байкальский (R), каледонский (V–S), нижнегерцинский (D_2–C_1), верхнегерцинский (C_2–T_2) и мезозойский (T_3–K) мегакомплексы.

Региональные структурные построения по отдельным стратиграфическим уровням выполнялись специалистами ИПНГ РАН, ИГН ЯФ СО АН СССР (ИГАБМ СО РАН), АО «Якутскгеофизика», СНИИГГиМС, ВНИГРИ и др. Тектоническую позицию региона характеризуют структурные карты по горизонтам ТП и Ф (кровля фундамента), хотя последняя носит в значительной мере гипотетический характер. В 2016 г. специалистами ИПНГ СО РАН [18] была построена структурная карта по кровле нефтегазоматеринской куонамской формации ($Є_{1–2}$) на территорию Якутии.

К настоящему времени накоплен большой объем геолого-геофизического материала, который позволяет существенно уточнить и детализировать структуру осадочного чехла Вилюйской гемисинеклизы. В предлагаемой статье с учетом архивных и современных геолого-геофизических материалов выполнены региональные структурные построения для территории Вилюйской гемисинеклизы (включая прилегающие районы Предверхоянского прогиба, Алданской и Анабарской антеклиз) для глубин до кровли нижнего кембрия. Предложенный вариант строения осадочного чехла отвечает современной стадии геолого-геофизической изученности. Актуальные структурные построения необходимы для оценки перспектив нефтегазоносности, построения карт градаций катагенеза органического вещества, уточнения нефтегазогеологического и структурно-тектонического районирования, планирования ГРР и уменьшения геологических рисков.

Фактический материал

В качестве стратиграфической основы использовались разбивки скважин, стратифицированных по единой методике, разработанной В. В. Граусман, и частично каталоги СНИИГГиМС, АО «Якутскгеофизика» и ПГО «Ленанефтегазгеология».

В последние годы была существенно пересмотрена стратиграфия кембрия Сибирской платформы [20]. При структурных построениях учитывались обновленные версии стратиграфического расчленения скважин, вскрывших кембрийские породы в пределах исследуемой территории. Проанализированы материалы бурения 405 глубоких и колонковых скважин. Из них подошву мезозоя вскрывают 184 скважины, подошву перми – 42, подошву карбона – 11, подошву силура – девона – 25, кровлю кембрия – ордовика – 37, кровлю куонамской (иниканской) свиты – 13.

В пределах Вилюйской гемисинеклизы большинство сейсмических профилей отрабатывалось в 1980-х гг., но к настоящему времени значительная часть первичных материалов этих исследований не сохранилась, а изученность современной сейсморазведкой низкая (рис. 1). Под современными сейсмическими исследованиями здесь подразумеваются полевые работы и работы по переобработке архивных (ретроспективных) сейсмических данных, выполненные в XXI в. Перечислим наиболее значимые из них.

В 2004 г. специалистами ОАО «Якутскгеофизика» выполнена переобработка сейсморазведочных материалов по региональным маршрутам в пределах Западной Якутии. Общая длина переобработанных профилей составила 833 км.

В 2009 г. специалистами СНИИГГиМС переобработан большой объем сейсморазведочных материалов по региональным маршрутам в Якутии, Красноярском крае и Иркутской области. В рамках проекта по созданию структурно-тектонических моделей палеозоя, венда, рифея и прогноза зон нефтегазонакопления в пределах Сибирской платформы собраны, проанализированы и дообработаны временные разрезы МОГТ в объеме 25000 км, из них 800 км на территории исследования.

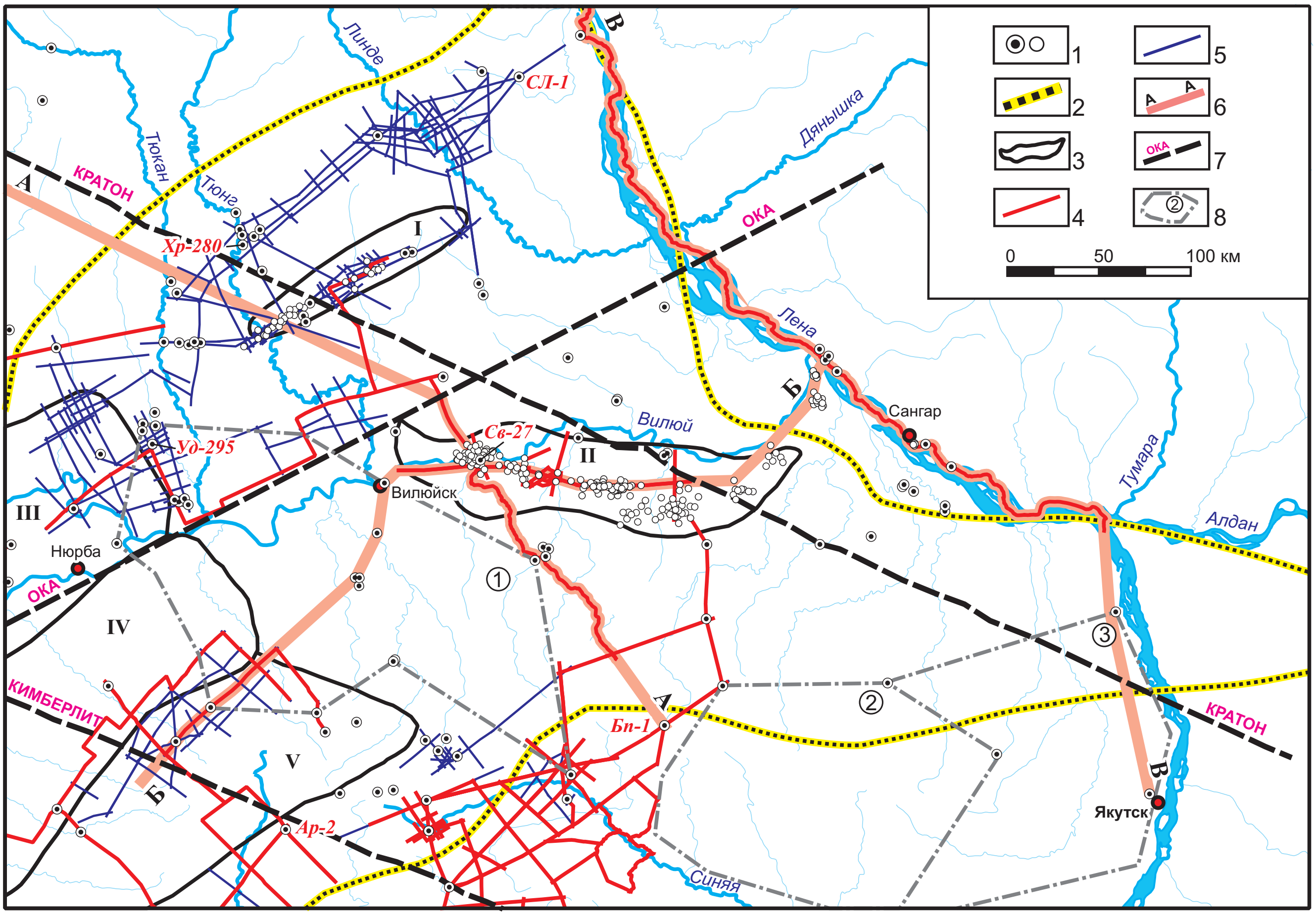


Рис. 1. Схема изученности территории исследования глубоким бурением и сейсморазведкой

1 – скважины глубокого бурения (площади: Ар – Арбайская, Бп – Баппагайская, Св – Средневилюйская, СЛ – Северо-Линденская, Уд – Уданская, Хр – Хоргочумская); 2 – граница Вилюйской гемисинеклизы; 3 – контуры тектонических структур (I – Логлорский вал, II – Хапчагайский мегавал, III – Ыгыаттинская впадина, IV – Сунтарский свод, V – Кемпендяйская впадина); сейсмические профили МОГТ, отработанные и переобработанные: 4 – в 2004–2018 гг., 5 – в 1976–1991 гг.; 6 – линии композитных профилей по представленным сейсмогеологическим разрезам; 7 – профили ГСЗ; 8 – объекты ГРР, отработанные по федеральной программе на южном борту гемисинеклизы с 2016 г. (1 – Западно-Вилюйский, 2 – Синский, 3 – Якутский)

В полевом сезоне 2013–2014 гг. по заказу Сибнедр специалистами ОАО «Якутскгеофизика» выполнены комплексные геофизические работы в южной части Вилюйской гемисинеклизы. Объем полевых сейсморазведочных работ составил 459 км. Также частично переобработаны архивные сейсморазведочные материалы МОВ и МОГТ 2D (603 км). Научное сопровождение работ осуществлял ВНИГРИ, обоснование их постановки приведено в [15].

С целью изучения геологического строения и выяснения перспектив нефтегазоносности бассейна р. Лена в полевом сезоне 2017–2018 гг. выполнены речные работы МОГТ 2D общей кратностью 320 с длительностью записи 6 с. Общая длина профиля от с. Кюсюр до устья р. Алдан 1050 км. Полевые сейсморазведочные работы проводились ПГЭ ООО НПП ГА «Луч», обработка и предварительная интерпретация – СНИИГГиМС.

В последние годы южный и юго-западный борта гемисинеклизы изучались предприятиями АО «Росгеология» на объектах, отработанных по федеральной программе: Якутском, Синском и Западно-Вилюйском. По мнению специалистов ИПНГ СО РАН [13], эти районы потенциально нефтеносны. Специалистами АО «Якутскгеофизика» предложены объекты для проведения ГРР на Хоргочумской моноклинали и к востоку от Хапчагайского мегавала.

Методика структурных построений

Все доступные геолого-геофизические материалы вошли в единый интерпретационный проект. В процессе работы анализировались данные по делам скважин, ГИС, сейсмокаротажу глубоких скважин, по профилям глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ) «Ока», «Кимберлит» и «Кратон» (см. рис. 1).

По скважинам составлялись пластовые скоростные модели, рассчитанные по данным СК-ВСП и АК (рис. 2). В «висячих» скважинах они достраивались до отражающего горизонта Ф по закономерностям, полученным в соседних скважинах, вскрывающих фундамент. Для корректной конверсии «время – глубина» интерполяция пластовых скоростей в межскважинном пространстве осуществлялась

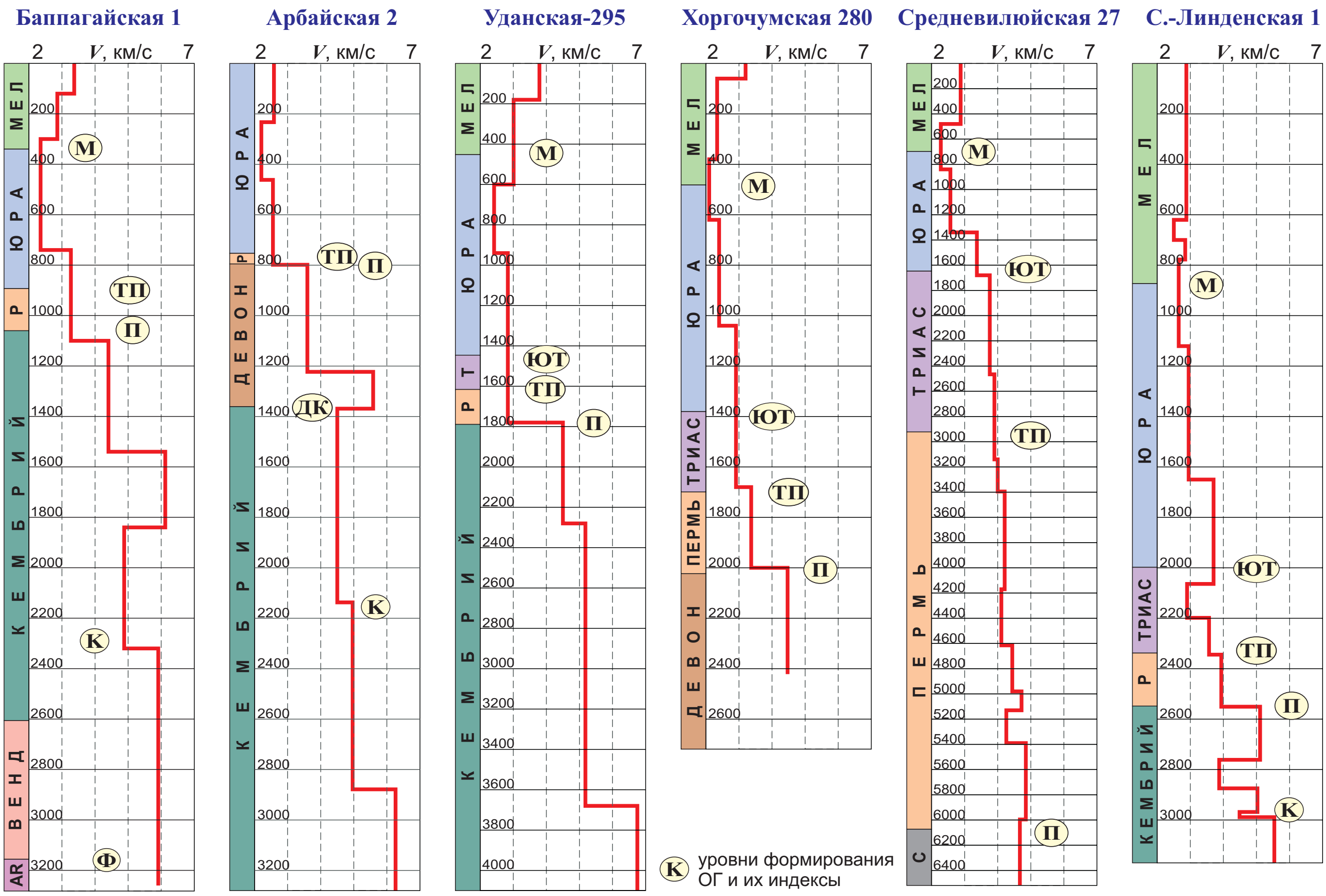


Рис. 2. Пластовые скорости чехла Вилюйской гемисинеклизы по данным АК и ВСП

Положение скважин см. на рис. 1

с учетом геометрии отражающих горизонтов и разломов.

В связи с низкой изученностью сейсморазведкой Вилюйской гемисинеклизы при построении региональных композитных разрезов в них неизбежно возникают «лакуны», не обеспеченные сейсмическими данными. Корреляция горизонтов на таких участках проводилась в соответствии с данными геологического картирования, информацией по результатам работ сейсмопартий прошлых лет, ГСЗ, бурения скважин. Сканированные версии сейсмогеологических разрезов, приведенных в производственных отчетах, оцифровывались и загружались в интерпретационный проект. Анализировались изменения толщин осадочных комплексов по латерали. Эти приемы позволили более обоснованно подойти к построению разрезов в межскважинном и «межсейсмическом» пространстве и карт изопахит сейсмогеологических комплексов.

Для построения структурной карты по горизонту ТП были использованы не только результаты интерпретации имеющихся сейсмических данных, но и структурные основы по подошве мезозоя, полученные в разные годы в рамках тематических партий и производственных отчетов, ответственными исполнителями которых были М. К. Вейнберг, Б. Л. Дорман, М. И. Дорман, В. А. Дьяконова, А. А. Егошин, А. С. Ефимов, В. П. Жерновский, И. А. Кушмар, В. Д. Матвеев, К. И. Микуленко, Н. В. Поспеева, Г. И. Пустовая, В. С. Ситников, А. С. Трофимов, А. Ф. Фафлей, О. В. Феоктистова, Н. Н. Цыпышев и др. Этот разнородный и разномасштабный материал был собран, систематизирован, оцифрован и согласован с результатами интерпретации сейсмических данных и актуализированными разбивками глубоких скважин, что позволило в конечном счете создать единую структурную модель подошвы мезозоя на всю Вилюйскую гемисинеклизу, включая прилегающие территории (рис. 3).

Структурные карты по рельефам нижележащих горизонтов строились с помощью последовательного суммирования толщин соответствующих сейсмогеологических комплексов. Шаг сеточных моделей составил 1 км в контуре 493×716 км. Все структурные построения ограничены на северо-востоке зоной надвигов со стороны Верхоянской складчатой области, образованных в позднем мезозое, амплитуда смещения по которым достигала нескольких десятков километров.

Отражающие горизонты и скоростная характеристика разреза

Сейсмогеологические условия Вилюйской гемисинеклизы весьма сложны. Хотя осадочный чехол и содержит достаточное количество устойчивых по площади отражающих границ, прослеживаемость

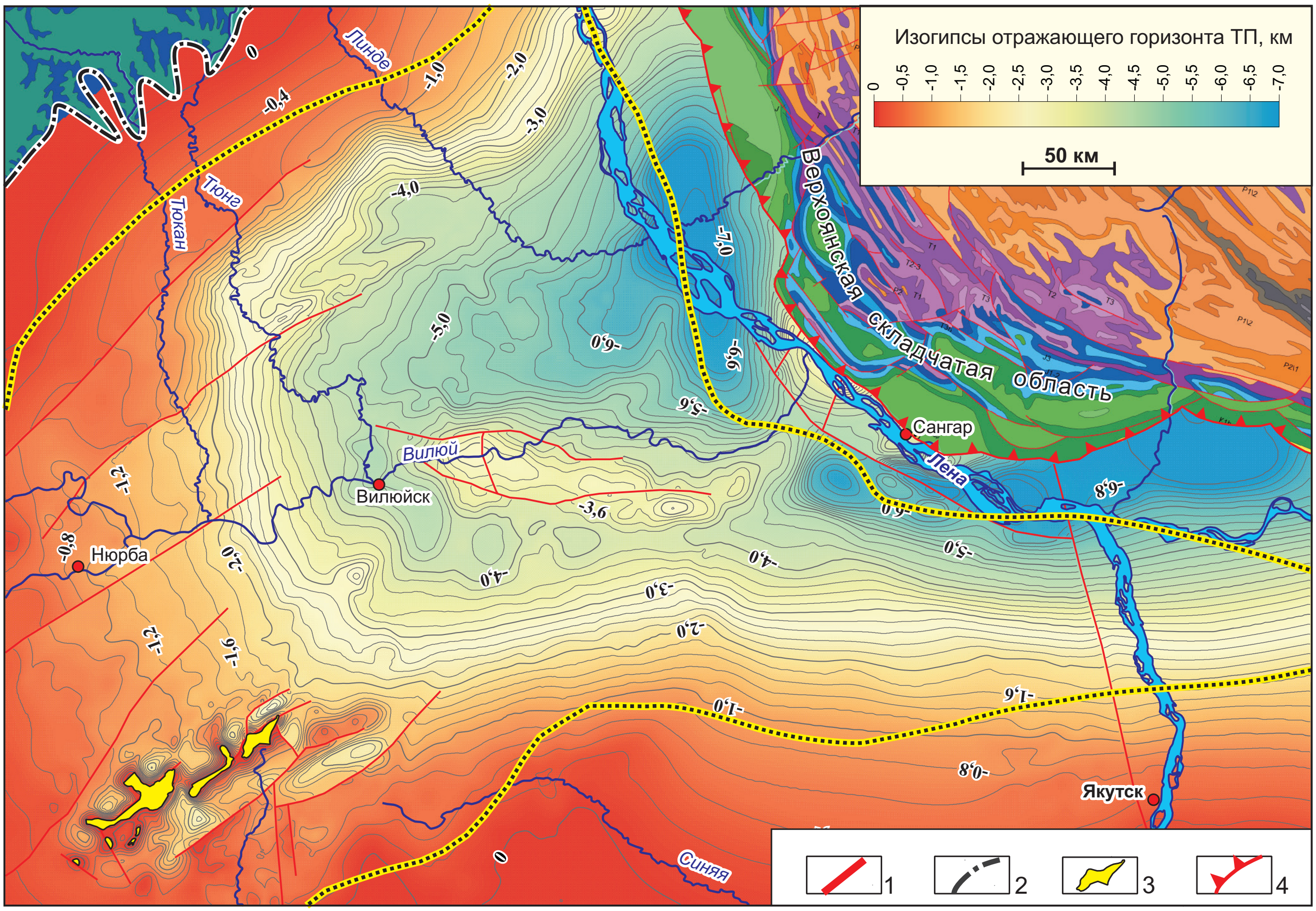


Рис. 3. Структурная карта по отражающему горизонту ТП (подошва мезозоя)

1 – разломы; 2 – граница выходов кембрия на дневную поверхность; 3 – контуры выхода девона, карбона и перми на дневную поверхность; 4 – внешняя граница зоны надвигов со стороны Верхоянской складчатой области; остальные усл. обозн. см. на рис. 1

связанных с ними волн далеко не всегда надежна. Это связано как с глубинными факторами (погружение отражающих границ на глубины до нескольких километров, экранирующее действие вышележащих границ, выклинивание, фациальные изменения и т.д.), так и с поверхностными (повсеместно развитая зона многолетнемерзлых пород (ММП) и широкое распространение барханных песков) [1].

ММП характеризуются крайне резкой пространственной изменчивостью и достигают глубины 1000 м. Участки монолитной мерзлоты хаотично сменяются зонами растеплений, поэтому пластовые и средние скорости здесь меняются от 1,5–1,8 до 3,5–3,7 км/с, чаще принимая промежуточные значения. Зона ММП, особенно в областях перехода от мерзлых пород к талым, является источником весьма интенсивных волн-помех (кратных, обменных, рефрагированных и др.).

Формирование отражающих горизонтов (ОГ) в верхней части разреза связано с переслаиванием терригенно-угленосных пород мезозойско-верхнепалеозойского возраста. Глубже, в отложениях кембрия и протерозоя, ОГ образуются на границах высокоскоростных (известняки, доломиты, ангидриты) и низкоскоростных (терригенных или соленосных) пород.

В результате выполненного анализа и обобщения предыдущих работ по интерпретации сейсмических данных были выбраны и прослежены на временных разрезах следующие основные отражающие горизонты (сверху вниз): М – подошва меловых отложений, ЮТ – граница юры и триаса, ТП – поверхность регионального несогласия (соответствует подошве мезозоя); П – подошва перми; С – подошва карбона; ДК – поверхность регионального несогласия (на большей части территории соответствует эродированной кровле кембрия); К – вблизи границы нижнего и среднего кембрия. В качестве дополнительных были прослежены ОГ M_2 (кровля нижнего мела), $П_1$ (кровля нижней перми), Б (кровля венда), КВ (кровля терригенного комплекса венда – нижнебюкской подсвиты), Ф (поверхность фундамента).

Поскольку основные отражающие горизонты не имеют строгой привязки к конкретным стратиграфическим стратонам по всей площади, необходимо сделать соответствующие пояснения.

Отражающий горизонт ТП в центральных районах гемисинеклизы соответствует границе перми и триаса, во внешней зоне – подошве юры, залегающей на размытой поверхности палеозоя и докембрия. Его стратиграфическая приуроченность – от подошвы неджелинской свиты нижнего триаса до подошвы кызылсырской (укугутской) свиты нижней юры.

ОГ П, так же как и ТП, маркирует поверхность регионального несогласия, которое, вероятно, отсутствует только в центральных районах гемисинеклизы, где по данным бурения Средневилюйской скв. 27 горизонт приурочен к подошве юнкюрской свиты нижней перми, подстилаемой юрэнской свитой верхнего карбона. В пределах Тюкян-Чыбыдинской моноклинали и Кемпендяйской впадины горизонт ассоциируется с подошвой логлорской свиты верхней перми, залегающей на породах с возрастным диапазоном от позднего кембрия до позднего девона, или с подошвой тогойдохской свиты верхней перми, залегающей, как правило, на размытой поверхности верхнего девона. В пределах Хоргочумской моноклинали ОГ П приурочен к подошве хомустахской свиты верхней перми, которая перекрывает мохсоголохскую серию.

Мохсоголохская серия, по В. В. Граусман (1994), охватывает возрастной диапазон от среднего карбона до ранней перми, развита на Логлорском валу, Тюкян-Чыбыдинской моноклинали и в северо-восточной части Кемпендяйской впадины, где к ее подошве приурочен ОГ С. В остальных районах этот горизонт приурочен к подошве курунгуряхской свиты нижнего карбона, залегающей несогласно на верхнедевонских отложениях. Табасындская свита также имеет переходный возраст от позднего карбона до ранней перми. Она слагает крылья солянокупольных структур Кемпендяйской впадины, залегает на курунгуряхской свите нижнего карбона и перекрывается кызылсырской свитой нижней юры. Мохсоголохская серия вместе с табасындской свитой в настоящей работе включены в каменноугольный сейсмогеологический комплекс.

Граница кембрия и ордовика проводится внутри балыктахской и олдондинской свит [20]. Мощность залегающей на них станской свиты среднего ордовика не превышает 90 м. Эти свиты перекрыты толщами, имеющими возраст от силура до юры. Поэтому ОГ ДК проведен по кровле ордовика там, где он сохранился от размыва (на Южно-Сагытайской, Среднекончанской, Усть-Мархинской, Меикской и других площадях). На большей части территории исследований отложения ордовика отсутствуют, и горизонт ДК проводится по эродированной (вплоть до нижнего отдела) поверхности кембрия, который на периферийных участках гемисинеклизы выходит на дневную поверхность.

Стратификация ОГ К зависит от фациального районирования нижне-среднекембрийских отложений Сибирской платформы [20]. Он отождествляется с кровлей чарской свиты в пределах Туруханско-Иркутско-Олекминской фациального региона, с кровлей толщи водорослево-зернистых известняков, кумахской и удачнинской свит в пределах Западно-Якутской барьерно-рифовой системы (Анабаро-Синский фациальный регион), а также с кровлей иниканской и куонамской свит в пределах Юдомо-Оленекского фациального региона.

Все выделенные отражающие горизонты приурочены к относительно резким изменениям пластовых скоростей ($V_{пл}$), которые фиксируются по данным АК и ВСП (см. рис. 2). В терригенном разрезе мезозоя и верхнего палеозоя пластовые скорости с глубиной имеют тенденцию сначала к падению, а затем к возрастанию, что связано с сочетанием двух факторов – наличием ММП и эффектом геостатического уплотнения осадочных горных пород, который особенно отчетливо выражен в разрезе Средневилюйской скв. 27, где были получены уникальные данные по скоростям продольных волн до глубины 6,5 км. Здесь значения $V_{пл}$ плавно нарастают с 2,3 до 4,9 км/с. Закономерность монотонного роста скоростей нарушают зона ММП, которая охватывает практически всю часть верхнего мела, и интервалы повышенной угленосности и глинистости в перми и карбоне (см. рис. 2).

Основным генератором отраженных волн на разрезах ВСП в пределах Хапчагайского мегавала являются юрские отложения, внутри которых наблюдается максимальный скачок скоростей на границе средней и нижней юры. На временных сейсмических разрезах протяженными осями синфазности наиболее насыщена пермская часть разреза.

Поведение $V_{пл}$ в отложениях палеозоя и протерозоя бортовых районов гемисинеклизы существенно отличается от закономерностей, установленных для мезозойских и верхнепалеозойских толщ. Здесь явно намечается связь значений $V_{пл}$ с литологическим составом пород, который отличается крайним разнообразием и часто определяет наблюдаемую скоростную дифференциацию, а эффект уплотнения играет существенно меньшую роль либо отсутствует.

Наиболее дифференцированными в скоростном отношении являются образования от ордовика до нижнего карбона. Отложения северо-западного борта гемисинеклизы и Кемпендяйской впадины характеризуются значениями $V_{пл}$ 3,2–3,8 км/с. На южном борту (Кумахская площадь) скорости в аналогичных отложениях гораздо выше – до 4,0–4,2 км/с. Появление в терригенно-карбонатных отложениях пропластков и пластов интрузивного состава (диабазы, базальты и т. д.) повышает значения $V_{пл}$ до 5,0–5,5 км/с (Хоргочумская, Тюкян-Тюнгская, Восточная и другие площади). Аналогичное влияние оказывают пласты каменных солей в отложениях девона Кемпендяйской впадины, повышая значения $V_{пл}$ до 4,3 км/с и выше.

Кембрийские отложения Ыгыаттинской впадины и южного борта гемисинеклизы (Кумахская, Бappагайская, Андреевская и другие площади) представлены преимущественно карбонатами. Значения пластовой скорости в них по сравнению с отложениями верхнего палеозоя и мезозоя существенно выше (см. рис. 2). В отложениях среднего – верхнего кембрия $V_{пл}$ изменяется в пределах 4,3–5,2 км/с, а нижнекембрийские отложения характеризуются значительно бо́льшими скоростями – 5,8–6,2 км/с, достигая максимальных значений 6,7 км/с в массивных водорослевых известняках, слагающих одноименную толщу на Синской площади, удачнинскую и баппагайскую свиты, а также в известняках и доломитах синско-куторгиновой толщи.

Протерозойские отложения, изученные на севере Ыгыаттинской впадины и на южном борту гемисинеклизы (Баппагайская, Северо-Наманинская площади), близки к породам нижнего кембрия по литологическому составу и по значениям пластовых скоростей (5,8–6,0 км/с).

Сейсмогеологические комплексы, строение осадочного чехла

Под сейсмогеологическим комплексом мы традиционно понимаем осадочный (седиментационный) комплекс, который можно выделить и проследить на временных разрезах, где интервал его развития, как правило, характеризуется однотипным рисунком сейсмической записи, а в кровле и подошве он ограничен устойчивыми отражающими горизонтами, приуроченными либо к выдержанным по составу и толщине согласно залегающим пачкам глинистого, галогенного или карбонатного состава, либо к поверхностям регионального несогласия. Понятие осадочного комплекса в сейсмостратиграфическом анализе подробно рассмотрено в работе [12].

В пределах Вилюйской гемисинеклизы было выделено пять сейсмогеологических комплексов, для каждого из которых строились соответствующие карты толщин (ΔH): мезозойский – ΔH (ТП-0); пермский – ΔH (П-ТП) (рис. 4, а); каменноугольный – ΔH (С-П) (см. рис. 4, б); силурийско-девонский – ΔH (ДК-С) (см. рис. 4, в) и среднекембрийско-ордовикский – ΔH (К-ДК) (см. рис. 4, г).

Основой для их построения послужили глубинные сейсмогеологические разрезы. В качестве примера на рис. 5 приведены разрезы, характеризующие строение различных районов Вилюйской гемисинеклизы, по профилям: А–А, который проходит через Логлорский вал и Хапчагайский мегавал; Б–Б, который идет от Кемпендяйской впадины до Китчанского выступа, и В–В, который проходит вдоль р. Лена и оканчивается на Якутском своде.

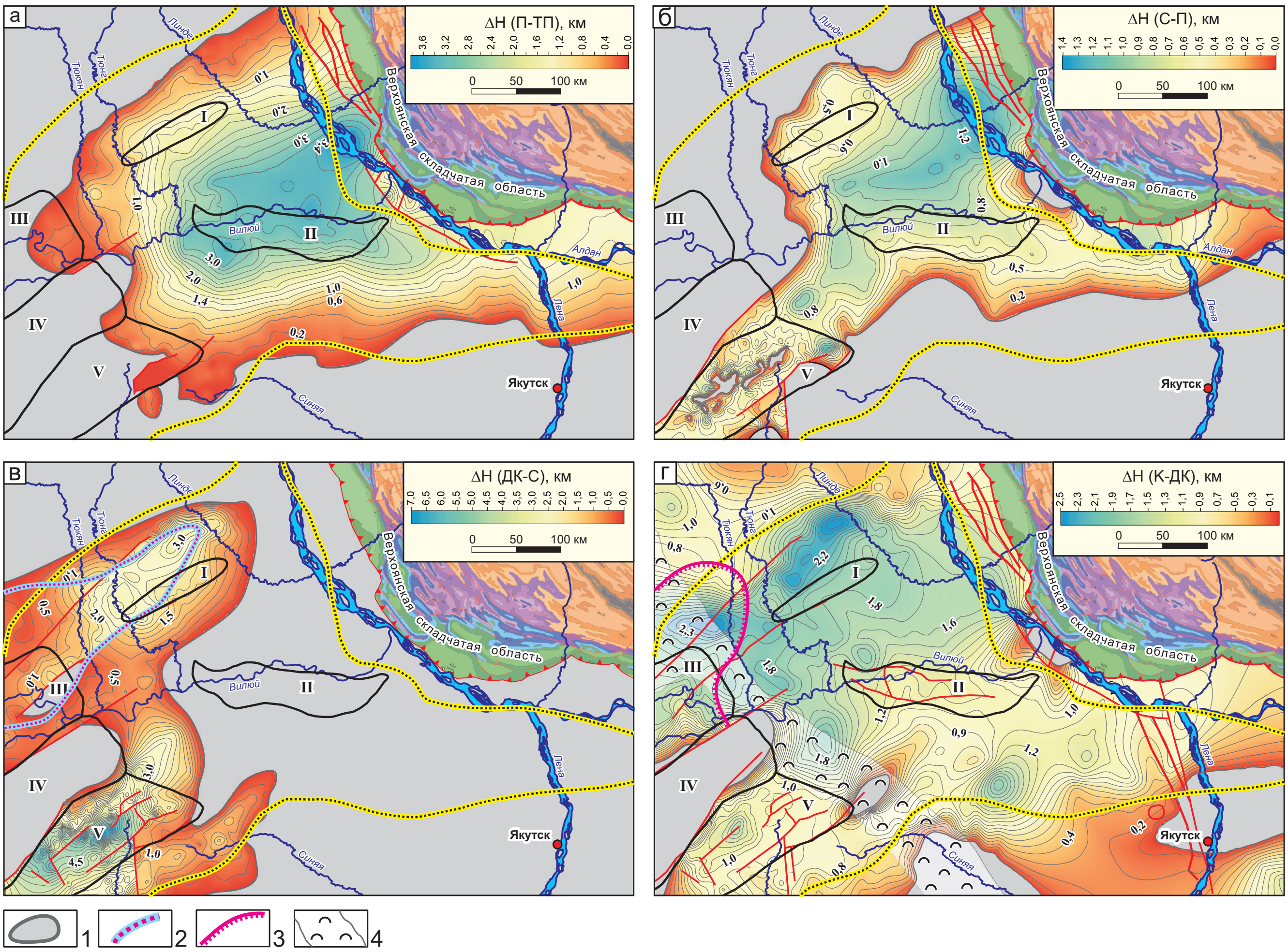


Рис. 4. Карты толщин сейсмогеологических комплексов: а – пермского, б – каменноугольного, в – силурийско-девонского, г – среднекембрийско-ордовикского

1 – зоны отсутствия отложений; границы развития отложений: 2 – силура, 3 – ордовика; 4 – Западно-Якутская барьерно-рифовая система; остальные усл. обозн. см. на рис. 1, 3

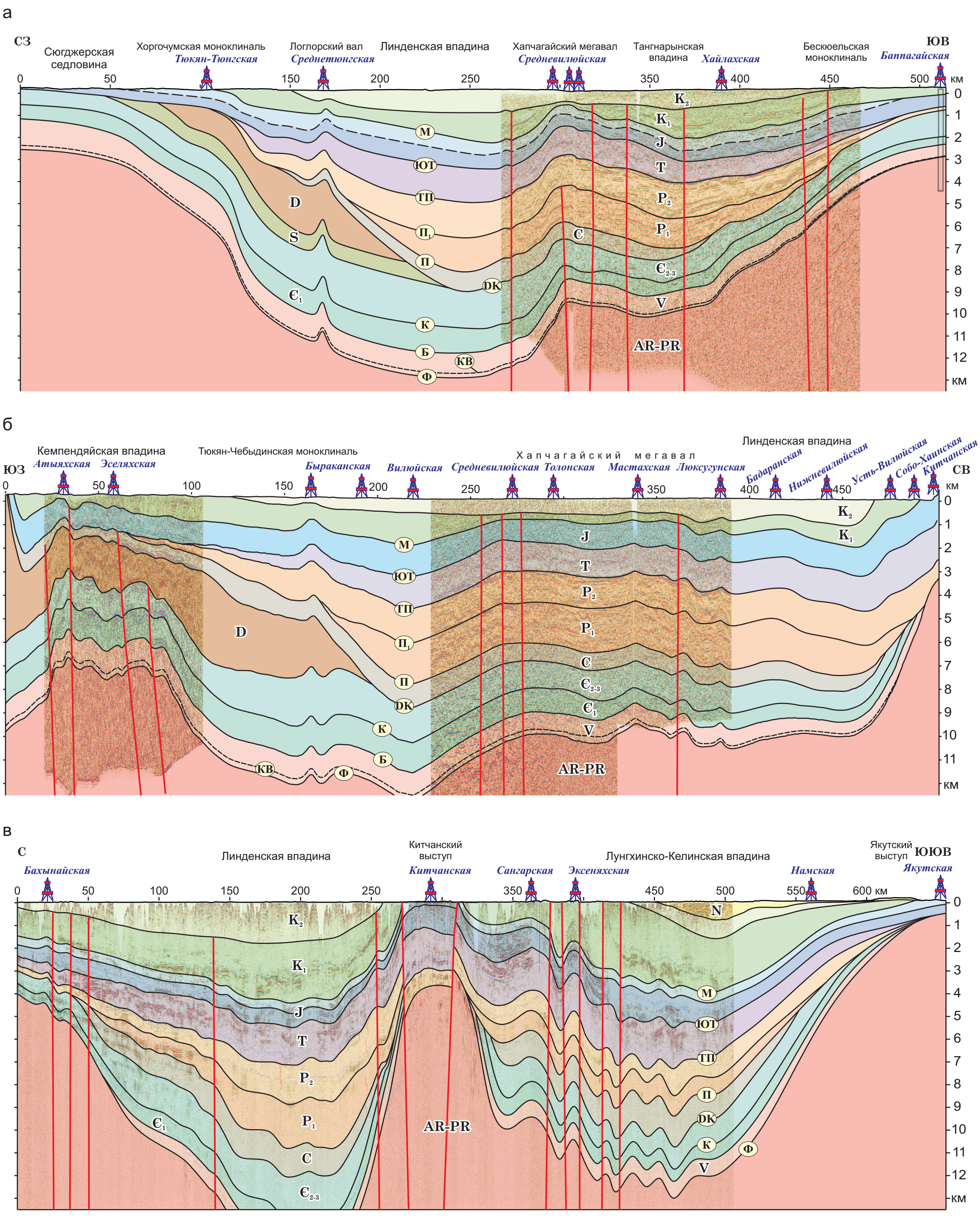


Рис. 5. Глубинный сейсмогеологический разрез по линиям профилей А–А (а), Б–Б (б) и В–В (в)

По строению осадочного чехла Вилюйскую гемисинеклизу можно условно разделить на три зоны: внутреннюю, внешнюю и переходную.

Для **внутренней** зоны (Хапчагайский мегавал, Линденская, Тангнарынская и Лунгхинско-Келинская впадины) характерны значительные мощности осадочного чехла при относительно большом вкладе верхнепалеозойских и мезозойских образований. Толщины нижне- и среднепалеозойских отложений заметно ниже (около 2–3 км).

Мезозойский комплекс в пределах внутренней зоны представлен чередованием пород песчано-глинистого состава, в верхней половине (верхняя юра – мел) угленосных. Их мощность постепенно увеличивается в северо-восточном направлении, достигая 5–6 км в Предверхоянском прогибе (см. рис. 3). Верхнепалеозойские образования представлены в основном отложениями пермской системы. Мощность их также последовательно увеличивается в северо-восточном направлении, достигая 2–3 км (см. рис. 4, а).

Анализ конфигурации отражающих горизонтов, прослеженных на глубинных сейсмогеологических разрезах (см. рис. 5), показал, что наблюдается прямая унаследованность структурами осадочного чехла структур фундамента. При формировании этих структур определяющую роль играют глубинные разломы. Интенсивнее всего процессы тектономагматической активизации протекали при формировании верхнеюрско-нижнемелового комплекса [3]. О значительных подвижках по зонам разломов можно судить, в частности, по изменению мощности нижнемеловых пород. Так, по материалам глубоких скважин, находящихся на расстоянии первые десятки км друг от друга, мощность отложений нижнего мела в погруженной части гемисинеклизы достигает 1450 м, а на приподнятых блоках составляет лишь 100 м (см. рис. 5, а). Амплитуда большинства выделенных глубинных разломов затухает в нижнем мелу.

По результатам интерпретации современных сейсмических данных прогнозируется блоковое строение фундамента под Хапчагайским мегавалом (ряд исследователей считают его «бескорневым»). Связь Хапчагайского и Логлорского валов с особенностями глубинного строения кристаллического фундамента подтверждалась ранее по результатам кластерного анализа магнитного поля и геоплотностного моделирования [2].

По отражающему горизонту ТП Хапчагайский мегавал оконтуривается по изогипсе –3800 м, а его амплитуда составляет около 900 м (см. рис. 3). Структура вытянута в широтном направлении более чем на 160 км. В поперечном сечении мегавал асимметричен: его северное крыло круче южного (см. рис. 5, а). Бадаранская и Нижневилюйская структуры находятся на восточном продолжении мегавала, замыкаясь на более глубоких уровнях.

Шарнир Логлорского вала погружается в северо-восточном направлении, вследствие чего структура полностью замыкается в рельефе ОГ ТП только по изогипсе –2700 м на Среднетюнгской площади, где открыто одноименное газоконденсатное месторождение, а сам наклонный вал прослеживается вплоть до отметок –4200 м (см. рис. 5, а). Общая протяженность вала превышает 100 км при амплитуде 250 м.

Строение северо-восточной части Вилюйской гемисинеклизы представлено на разрезе по линии В–В (см. рис. 5, в), в основу которого положены материалы по речному сейсмическому профилю вдоль р. Лена. Прежде всего следует отметить принципиальное различие в структуре осадочного чехла, слагающего Линденскую и Лунгхинско-Келинскую впадины, разделенные Китчанским выступом.

Глубина Линденской впадины достигает 14–15 км, что соответствует положению отражающей границы на профиле ГСЗ «Ока» в месте пересечения с Ленским речным профилем, а деформированность слагающих ее осадочных комплексов существенно меньше, чем в Лунгхинско-Келинской. Здесь фиксируется близкое к субгоризонтальному или слабонаклонное залегание толщ, локальные структуры маловыразительны, а разрывные нарушения не имеют большой амплитуды. Мощность меловых отложений в центральных районах обеих впадин достигает наибольших значений для всей Вилюйской гемисинеклизы – более 4 км.

Максимальная глубина Лунгхинско-Келинской впадины около 12 км. Амплитуды развитых в ее пределах брахиантиклинальных структур достигают 1 км и более. Как правило, они осложнены глубинными разломами, проникающими в нижнемеловые отложения. Часть положительных структур была закартирована еще в конце 1950-х – начале 1960-х гг. по результатам интерпретации данных МОВ и потенциальных полей и заверена бурением на Олойской, Бергеинской, Сангарской, Эксеняхской площадях. На первых двух были получены притоки нефти из верхнеюрско-нижнемеловых отложений. В Линденской впадине подобные структуры отсутствуют.

Асимметричность строения двух впадин проявляется также и в различной мощности осадочных комплексов. Например, в пределах Линденской впадины мощность пермских отложений максимальна и превышает 3,5 км, а в Лунгхинско-Келинской составляет около 2 км (см. рис. 4, а). Резко различаются мощности и верхнемелового комплекса.

Под пермскими отложениями залегает карбон, средний и верхний отделы которого обнажаются на дневной поверхности в Верхоянской складчатой области. Мы предполагаем, что в пределах исследуемой территории развитие нижнекаменноугольных отложений, вскрытых на Кемпендяйской, Атыяхской, Эселяхской и Кэдэпчикской площадях, ограничено контурами Кемпендяйской впадины, поскольку на Тюкян-Чебыдинской моноклинали карбон представлен только мохсоголохской серией. При приближении к бортовым участкам гемисинеклизы отложения карбона быстро выклиниваются (см. рис. 4, б), и здесь под пермскими породами залегают кембрийские, что подтверждается результатами бурения на Северо-Линденской, Уданской, Баппагайской и других площадях.

Отложения нижнего кембрия имеют площадное развитие в пределах всей Вилюйской гемисинеклизы за исключением Китчанского выступа, Сунтарского и Якутского сводов. Среднекембрийско-ордовикские породы сильно изменчивы по толщине вследствие постседиментационных размывов – от 0 до 2,5 км (см. рис. 4, г).

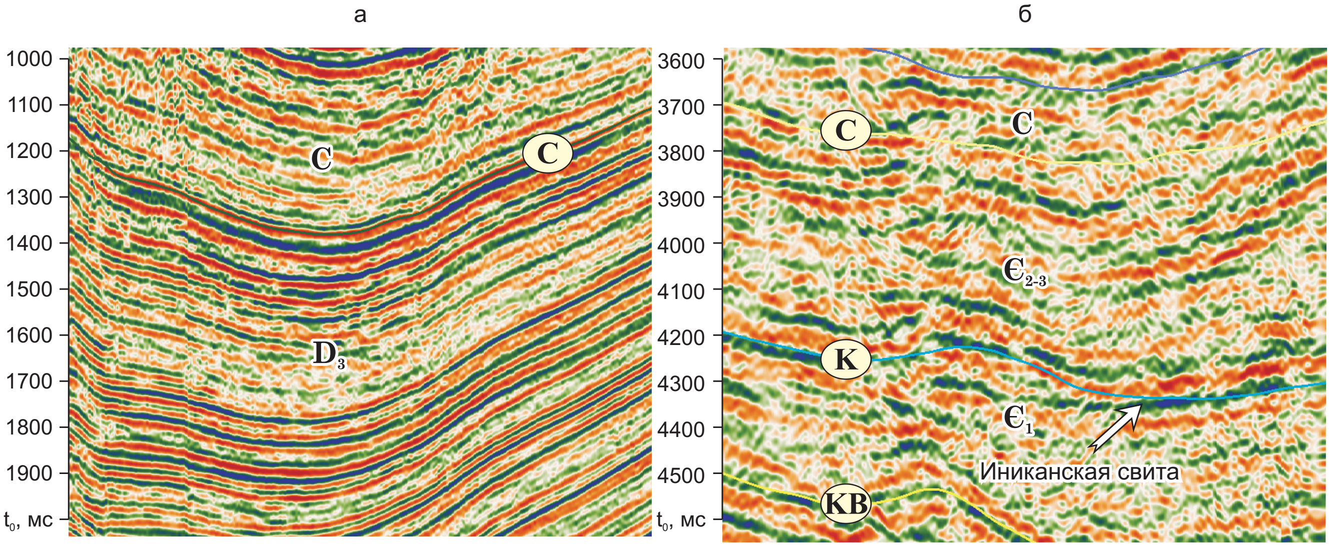


Рис. 6. Волновая картина, характерная для девонского комплекса Кемпендяйской впадины (а) и допермских отложений Хапчагайского мегавала (б)

Переходная зона (Хоргочумская, Тюкян-Чебыдинская и Бескюельская моноклинали) характеризуется крутым, флексурообразным строением. В ее пределах отмечается нарастание мощности в сторону общего погружения не только мезозойских и пермских отложений, но и более древних палеозойских. Для данной зоны характерны структурные элементы почти исключительно незамкнутых форм (структурные выступы, заливы и др.) и региональное выклинивание пермских и мезозойских отложений (см. рис. 5, а, б).

Наиболее резкий перегиб рельефа осадочных комплексов отмечается в пределах Хоргочумской моноклинали. По ОГ ТП максимальный градиент здесь достигает значений 0,11 км/км, а по кембрийским уровням (ОГ К, ДК) он в несколько раз выше – до 0,37 км/км за счет появления в разрезе девона, карбона, перми и увеличения толщин триаса в направлении к центральным районам Вилюйской гемисинеклизы.

Для **внешней** зоны (Сунтарский свод, Ыгыаттинская и Кемпендяйская впадины, Сарсанский прогиб) характерно пологое залегание мезозойских отложений с небольшими (1–5°) наклонами слоев в сторону внутренней зоны гемисинеклизы, осложненное соляной тектоникой в пределах Кемпендяйской впадины (см. рис. 3, 5, б). Здесь в разрезах уже отсутствуют или значительно сокращены пермские, триасовые и меловые отложения, уменьшается также мощность юрских образований, резко несогласно залегающих на породах палеозойского возраста.

Мощность осадочного чехла в Кемпендяйской впадине достигает 8 км и более, в основном за счет среднепалеозойских отложений, сформированных во время становления Вилюйской рифтовой системы [4]. Это вулканогенно-осадочные, галогенные и магматические образования среднего девона – нижнего карбона. Сейсмические исследования последних лет указывают на отсутствие девонско-силурийского комплекса в центральных районах Вилюйской гемисинеклизы (см. рис. 4, в). Максимальные толщины девона (более 5 км), рифтогенный генезис которых подвергается критике [19], фиксируются только в пределах Кемпендяйской впадины. Присутствие здесь большого количества эвапоритов вызвало проявление солянокупольной тектоники, в результате чего соли и перекрывающие девонские отложения оказались выведенными на дневную поверхность. Наиболее представительный разрез этих отложений вскрыт Кемпендяйской структурно-поисковой скважиной. Для них характерна волновая картина, насыщенная протяженными высокоамплитудными отражающими горизонтами, обусловленными выдержанным чередованием пластов каменных солей, гипсов, ангидритов, гипсов, туфов и других вулканогенно-осадочных пород (рис. 6, а). Подобной волновой картины не наблюдается в других районах Вилюйской гемисинеклизы, в том числе и в пределах Хапчагайского мегавала, где в последние годы получены качественные сейсмические данные (см. рис. 6, б). Реперный отражающий горизонт К, связанный с иниканской свитой кембрия, надежно прослеживается от Баппагайской площади, где он вскрыт скважиной, до внутренних районов гемисинеклизы.

Девонские отложения в составе Кемпендяйского рифтового комплекса быстро выклиниваются к северо-востоку от Кемпендяйской впадины (см. рис. 5, б). Как отмечал В. С. Старосельцев, «попытки удлинить эту систему на северо-восток в глубоко погруженную Вилюйскую гемисинеклизу не аргументированы однозначно…» [19]. Глубины фундамента в пределах Хапчагайского мегавала по сейсморазведочным данным прогнозируются на уровне 10–12 км (см. рис. 5, а, б). Это согласуется с данными ГСЗ, МТЗ и результатами интерпретации гравимагнитных аномалий, устанавливающими предельную глубину фундамента в центральных райо-

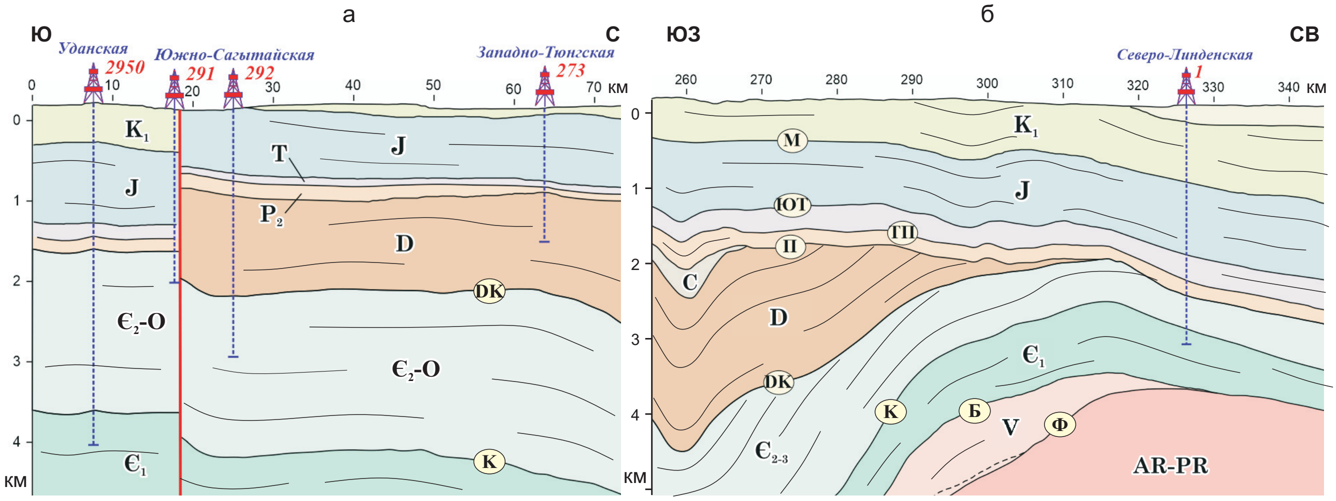


Рис. 7. Характер выклинивания девонских отложений в пределах Южно-Сагытайской (а) и Северо-Линденской (а) площадей по данным бурения и результатам интерпретации ретроспективных сейсмических данных

нах гемисинеклизы на уровне примерно 12 км. При сохранении мощности девона в районе Хапчагайского мегавала мощность осадочного чехла должна была бы увеличиться до 15–16 км.

К северо-востоку от Сунтарского свода девонские отложения сохраняются в виде перемычки и их мощность не превышает 800 м, что подтверждают результаты последних сейсморазведочных работ [17].

Девонские отложения в составе Ыгыаттинского рифтового комплекса имеют бóльшую протяженность на северо-восток, захватывая практически всю территорию Хоргочумской моноклинали (см. рис. 4, в). Они также резко выклиниваются, либо срезаясь разломом (рис. 7, а), либо под углом выходя на предпермскую поверхность регионального размыва (см. рис. 7, б). Их мощность существенно меньше, чем в Кемпендяйской впадине (до 3 км вместе с отложениями силура при средних значениях 0,5–1 км). На Северо-Линденской площади девонские отложения отсутствуют и появляются только восточнее Джарджанского поднятия, о чем свидетельствуют гипс-ангидритовые диапиры с обломками девонских известняков и базальтов [21].

Выводы

В процессе исследований обобщены и частично переинтерпретированы «в одну руку» результаты сейсморазведочных работ МОГТ, выполненных в пределах Вилюйской гемисинеклизы с 1980-х гг. до настоящего времени. На временных разрезах выделены и прослежены реперные отражающие горизонты (ТП, П, С, ДК, К и др.), обоснована их стратификация с учетом обновленных стратиграфических разбивок по скважинам.

Построенная структурная модель осадочного чехла до кровли нижнего кембрия включает серию глубинных сейсмогеологических разрезов, структурные карты и карты изопахит пяти сейсмогеологических комплексов (мезозойского, пермского, каменноугольного, силурийско-девонского и среднекембрийско-ордовикского).

Актуализирована структурная поверхность по подошве мезозоя, определены контуры развития пермского сейсмокомплекса, который выклинивается на бортах гемисинеклизы. Зоны выклинивания могут рассматриваться как объекты нефтегазопоисковых работ. Толщины комплекса изменяются от 0 до 3,7 км.

Каменноугольный сейсмокомплекс протягивается на северо-восток в виде полосы шириной около 100 км от Кемпендяйской впадины, где он включает отложения нижнего карбона, во внутренние районы гемисинеклизы, где область его распространения существенно увеличивается. Вулканогенно-карбонатно-терригенные сульфатоносные отложения нижнего карбона (курунгуряхская свита) отмечены только в указанной впадине. Максимальная мощность комплекса – 1,4 км.

Девонско-силурийский сейсмокомплекс развит в Кемпендяйской, Ыгыаттинской впадинах и на Хоргочумской моноклинали. Толщины его изменяется в широких пределах – от 0 до 7 км. Отложения девона интенсивно разбиты разломами, выклиниваются, как правило резко, за счет формирования в грабенах (Кемпендяйском, Южно-Сагытайском). По современным сейсмическим данным нет существенных оснований продолжать структуры Ыгыаттинско-Сунтарско-Кемпендяйской рифтовой зоны во внутреннюю зону Вилюйской гемисинеклизы.

Среднекембрийско-ордовикский комплекс развит на большей части гемисинеклизы (собственно ордовик отмечен только в Ыгыаттинской впадине). Во внутренних районах кембрий залегает непосредственно под пермско-каменноугольными отложениями и, вероятно, не затронут процессами позднедевонского рифтогенеза, что имеет принципиальное значение при оценке его нефтегазоматеринского и нефтегазоносного потенциала. Для ответа на этот вопрос требуется отработка сети региональных профилей, секущих весь чехол Вилюйской гемисинеклизы, и бурение глубоких параметрических скважин, вскрывающих кембрий.

Глубины фундамента в пределах Вилюйского осадочного бассейна достигают 12–15 км в наиболее погруженных районах гемисинеклизы (Линденская и Лунгхинско-Келинская впадины) и 10 км в пределах Хапчагайского мегавала.

Работа выполнена в рамках базового проекта научно-исследовательских работ № АААА-А19-119111490040-5 «Построение моделей геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности фанерозойских и неопротерозойских осадочных комплексов Лено-Тунгусской НГП для формирования программы геолого-разведочных работ и лицензирования недр» при поддержке гранта РФФИ «Ресурсы Арктики», проект № 18-05-70105.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Беленький В. Я., Кунин Н. Я.** Пути повышения эффективности сейсморазведки при подготовке структур в Западной Якутии // Геология нефти и газа. – 1978. – № 5. – С. 22–30.

2. **Берзин А. Г.** Особенности размещения залежей углеводородов и природы геологических структур в Западной Якутии. – Новосибирск: Наука, 2011. – 255 с.

3. **Влияние** мезозойской тектоно-магматической активизации на нефтегазоносность чехла центральной части Вилюйской синеклизы / Н. Н. Алексеев, Н. Н. Гаврильев, В. А. Михайлов и др. // Нефтегазоносные отложения Западной Якутии: сб. науч. тр. / ЯФ СО АН СССР. – Якутск, 1982. – С. 98–108.

4. **Гайдук В. В.** Вилюйская среднепалеозойская рифтовая система. – Якутск: ЯФ СО АН, 1988. – 128 с.

5. **Геология** нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.

6. **Геохимические** предпосылки нефтеносности кембрийских отложений Лено-Амгинского междуречья (юго-восток Сибирской платформы) / Т. М. Парфенова, И. В. Коровников, В. Н. Меленевский, В. Г. Эдер // Геология нефти и газа. – 2009. – № 1. – С. 87–91.

7. **Граусман А. А., Аржаков М. И., Туги Э. Р.** Как это было // Открытие нефти и газа в Якутии. – Новосибирск: Сибтехнорезерв, 2002. – С. 5–31.

8. **Забалуев В. В.** В поисках якутского газа // Открытие нефти и газа в Якутии. – Новосибирск: Сибтехнорезерв, 2002. – С. 164–180.

9. **Каширцев В. А.** Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы. – Якутск: ЯФ СО РАН, 2003. – 160 с.

10. **Лено-Вилюйская** нефтегазоносная провинция / под ред. А. А. Трофимука и др. – М.: Недра, 1969. – 279 с.

11. **Мегакомплексы** и глубинная структура земной коры нефтегазоносных провинций Сибирской платформы / под ред. В. С. Суркова. – М.: Недра, 1987. – 204 с.

12. **Митчем Р. М.-мл., Вейл П. Р., Томпсон С. Ш.** Осадочный комплекс как основная единица при стратиграфическом анализе // Сейсмическая стратиграфия / под ред. Ч. Пейтона. Т. 1. – М.: Мир, 1982. – С. 108–126.

13. **Новейший** прогноз и актуализация освоения нефтегазовых объектов Вилюйской синеклизы / В. С. Ситников, Н. Н. Алексеев, К. А. Павлова и др. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т. 12, № 1. – Точка доступа: http://www.ngtp.ru/rub/6/9_2017.pdf.

14. **Особенности** строения, осадочные комплексы и углеводородные системы Лено-Вилюйского нефтегазоносного бассейна / С. В. Фролов, Е. Е. Карнюшина, Н. И. Коробова и др. // Георесурсы. – 2019. – Т. 21, № 2. – С. 13–30.

15. **Перспективы** нефтеносности южной части Вилюйской синеклизы / В. С. Ситников, О. М. Прищепа, И. А. Кушмар, А. В. Погодаев // Разведка и охрана недр. – 2014. – № 7. – С. 22–28.

16. **Протопопов Ю. Х.** Тектонические комплексы чехла Вилюйской синеклизы: автореф. дис. … к. г.-м. н. – Новосибирск, 1989. – 16 с.

17. **Сивцев А. И.** Перспективы нефтегазоносности северо-восточного склона Сунтарского поднятия // Матер. IX Всерос. науч.-практ. конф. – Якутск, 2019. – С. 260–263.

18. **Сивцев А. И., Зуева И. Н., Чалая О. Н.** Структурная карта по толщинам и глубинам залегания кровли Куонамской горючесланцевой формации // Матер. VII Всерос. науч.-практ. конф., посвящ. 60-летию ИГАиБМ СО РАН. – Якутск, 2017. – С. 233–237.

19. **Старосельцев В. С.** Проблема выделения рифтогенных прогибов – перспективных тектонических элементов активного нефтегазообразования // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50, № 4. – С. 475–483.

20. **Стратиграфия** нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы / С. С. Сухов, Ю. А. Шабанов, Т. В. Пегель и др. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2016. – 497 с.

21. **Тектоника**, геодинамика и металлогения Республики Саха (Якутия) / под ред. Л. М. Парфенова, М. И. Кузьмина. – М.: МАИК «Наука/Интерпериодика», 2001. – 571 с. – Точка доступа: http://diamond.ysn.ru/wp-content/Bibl/Tectonics_geodynamics_metallogeny_2001.pdf.

22. **Тектоническое** положение и природа Вилюйской синеклизы / Г. С. Фрадкин, М. В. Болдырев, В. В. Гайдук и др. // Геология и геофизика. – 1984. – № 1. – С. 38–50.

REFERENCES

1. Belenkiy V.Ya., Kunin N.Ya. [Ways to improve the efficiency of seismic survey when preparing structures in Western Yakutia]. *Geologiya nefti i gaza – Oil and gas geology*, 1978, no. 5, pp. 22–30. (In Russ.).

2. Berzin A.G. *Osobennosti razmeshcheniya zalezhey uglevodorodov i prirody geologicheskikh struktur v Zapadnoy Yakutii* [Features of the hydrocarbon accumulation allocation and the nature of geological structures in Western Yakutia]. Novosibirsk, Nauka Publ., 2011. 255 p. (In Russ.).

3. Alekseev N.N., Gavrilyev N.N., Mikhaylov V.A., et al. [Influence of the Mesozoic tectonomagmatic activation on petroleum potential of the cover in the central Vilyuy syneclise]. *Neftegazonosnye otlozheniya Zapadnoy Yakutii* [Petroleum deposits of the Western Yakutia]. Yakutsk, YB SB AS USSR Publ., 1982, pp. 98–108. (In Russ.).

4. Gayduk V.V. *Vilyuyskaya srednepaleozoyskaya riftovaya sistema* [Vilyuy Middle Paleozoic rift system]. Yakutsk, YB SB AS USSR Publ., 1988. 128 p. (In Russ.).

5. Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trofimuk A.A., eds. *Geologiya nefti i gaza Sibirskoy platformy* [Petroleum geology of the Siberian Platform]. Moscow, Nedra Publ., 1981. 552 p. (In Russ.).

6. Parfenova T.M., Korovnikov I.V., Melenevskiy V.N., Eder V.G. [Geochemical prerequisites for the oil and gas prosperts of Cambrian formatioms of Lena-Amga interfluvial area (southeast of Siberian Platform)]. *Geologiya nefti i gaza – Oil and gas Geology*, 2009, no. 1, pp. 87–91. (In Russ.).

7. Grausman A.A., Arzhakov M.I., Tugi E.R. *Kak eto bylo. Otkrytie nefti i gaza v Yakutii* [As it was. Discovery of oil and gas reserves in Yakutia]. Novosibirsk, Sibtekhnorezerv Publ., 2002, part 1, pp. 5–31. (In Russ.).

8. Zabaluev V.V. [In search of Yakutian gas]. *Otkrytiye nefti i gaza v Yakutii* [Discovery of oil and gas in Yakutia]. Novosibirsk, Sibtekhnorezerv Publ., 2002, pp. 164–180. (In Russ.).

9. Kashirtsev V.A. *Organicheskaya geokhimiya naftidov vostoka Sibirskoy pltformy* [Organic geochemistry of naphtides in the east of the Siberian Platform]. Yakutsk, YB SB RAS Publ., 2003, 160 p. (In Russ.).

10. Trofimuk A.A. *Leno-Vilyuyskaya neftegazonosnaya provintsiya* [Lena-Vilyuy oil and gas province]. Moscow, Nedra Publ., 1969. 279 p. (In Russ.).

11. Surkov V.S. *Megakompleksy i glubinnaya struktura zemnoy kory neftegazonosnykh provintsii Sibirskoy platformy* [Megacomplexes and deep structure of the Earth's crust in oil and gas provinces of the Siberian Platform]. Moscow, Nedra Publ., 1987. 149 p. (In Russ.).

12. Mitchem R.M. Jr., Vail P.R., Tompson S.Sh. [Sedimentary complex as the main unit in stratigraphic analysis]. *Seysmicheskaya stratigrafiya* [Seismic stratigraphy]. Moscow, Mir Publ., 1982, vol. 1, pp. 108–126. (In Russ.).

13. Sitnikov V.S., Alekseev N.N., Pavlova K.A., et al. [Newest forecast and development updating of Vilyuiskaya syncline petroleum objects]. *Neftegazovaya geologiya.Teoriya i praktika – Petroleum Geology. Theoretical and applied studies*, 2017, vol. 12, no. 1. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/6/9_2017.pdf. (In Russ.).

14. Frolov S.V., Karnyushina E.E., Korobova N.I., et al. [Features of the structure, sedimentary complexes and hydrocarbon systems of the Lena-Vilyuy oil and gas basin]. *Georesursy*, 2019, vol. 21., no. 2, pp. 13–30. (In Russ.).

15. Sitnikov V.S., Prishchepa P.M., Kushmar I.A., Pogodaev A.V. [Petroleum potential prospect of the southern part of Vilyuy syneclise]. *Razvedka i okhrana nedr – Prospect and protection of mineral resources*, 2014, no. 7, pp. 22–28. (In Russ.).

16. Protopopov Yu.Kh. *Tektonicheskiye kompleksy chekhla Vilyuyskoy sineklizy. Avtoref. kand. dis.* [Tectonic complexes of the Vilyuy syneclise cover. Author's abstract of PhD thesis]. Novosibirsk, 1989. 16 p. (In Russ.).

17. Sivtsev A.I. [Petroleum prospects of the north eastern slope of the Suntar uplift]. *Materialy IX Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Materials of the 9th All-Russian Research and Practical Conference]. Yakutsk, 2019, pp. 260–263. (In Russ.).

18. Sivtsev A.I., Zueva I.N., Chalaya O.N. [Structure map of the thicknesses and occurrence depths of the top of the Kuonamkskaya oil shale formation]. *Materialy VII Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, posvyashchennoy 60-letiyu IGAiBM SO RAN* [Materials of the 7th All-Russian Research and Practical Conference, devoted to the 60th anniversary of DPMGI SB RAS]. Yakutsk, 2017, pp. 233–237. (In Russ.).

19. Staroseltsev V.S. Identifying paleopifts as promising tectonic elements for active oil and gas generation. *Russian Geology and Geophysics*, 2009, vol. 50, no. 4, pp. 475–483.

20. Sukhov S.S., Shabanov Yu.A., Pegel T.V., et al. *Stratigrafiya neftegazonosnykh basseynov Sibiri. Kembriy Sibirskoy platformy* [Stratigraphy of Oil and Gas Basins of Siberia. The Cambrian of the Siberian Platform]. Novosibirsk, IPGG SB RAS Publ., 2016. 497 p. (In Russ.).

21. *Tektonika, geodinamika i metallogeniya Respubliki Sakha (Yakutiya)* [Tectonics, geodynamics and metallogeny of the Sakha Republic (Yakutia). L.M.Parfenov, M.I.Kuzmina eds]. Moscow, MAIK "Nauka/Interperiodika", 2001. 571 p. Available at: http://diamond.ysn.ru/wp-content/Bibl/Tectonics_geodynamics_metallogeny_2001.pdf. (In Russ.).

22. Fradkin G.S., Boldyrev M.V., Gayduk V.V., et al. [Tectonic setting and nature of the Vilyuy syneclise]. *Geologiya i geofizika*, 1984, no. 1, pp. 38–50. (In Russ.).

УДК550.834.05:551.2/.3

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ SANMCS ДЛЯ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ МОРСКОЙ СЕЙСМИКИ

Е. Е. Хогоева[1,2], Е. А. Хогоев[1,3], М. Л. Шемякин[2], Дж. К. Къерстадт[4], Б. О. Росланд[4]

[1]Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия; [2]Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия; [3]Алтае-Саянский филиал ФИЦ «Единая геофизическая служба» РАН, Новосибирск, Россия; [4]Offshore Resource Group AS (ORG), Ставангер, Норвегия

Приводятся результаты применения технологии спектрального анализа микросейсм к данным морской сейсморазведки. Описаны принципиальные отличия программно-алгоритмического и методического аспектов обработки данных морской и наземной сейсмики. Показана корреляция аномалий микросейсмического спектра в диапазоне 4–8 и 10–15 Гц с известной нефтяной залежью; обнаружено также соответствие другой аномалии спектра 10–15 Гц с газоконденсатной залежью. Обоснован вывод о сейсмоэмиссионной природе аномалий микросейсм. Рассмотрен процесс развития сейсмической эмиссии во времени. Установлено, что для каждой локальной зоны эмиссии начало развития процесса может иметь свое время. Продолжительность фазы максимального уровня эмиссии 0,5–0,75 с. Показана устойчивость результатов обработки: локальные аномалии микросейсмического спектра прослеживаются на нескольких параллельных приемных линиях, отстоящих друг от друга на 100 м.

Ключевые слова: *микросейсмика, сейсмическая эмиссия, морская сейсморазведка, спектр микросейсм, прямой поиск залежей нефти и газа.*

APPLICATION OF SANMCS TECHNOLOGY FOR MARINE SEISMIC DATA PROCESSING

E. E. Khogoeva[1,2], E. A. Khogoev[1,3], M. L. Shemyakin[2], J. K. Kjerstadt[4], B. O. Rosland[4]

[1]A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia; [2]Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia; [3]Altay-Sayan Branch of Federal Research Center “Geophysical Survey of RAS”, Novosibirsk, Russia; [4]Offshore Resource Group AS, Stavanger, Norway

The article presents the results of applying the technology of spectral analysis of microseisms to marine seismic data. The fundamental differences between the software-algorithmic and methodological aspects of the processing of marine and land seismic data are described. Correlation of microseismic spectrum anomalies in the range of 4–8 and 10–15 Hz with a known oil accumulation is shown; the correspondence of another 10–15 Hz spectrum anomaly with gas condensate accumulation was also found. The conclusion about the seismic emission nature of microseism anomalies has been substantiated. The development process of seismic emission in time is considered. It was found that for each local emission zone, the beginning of the process development may have its own time. The duration of the maximum emission level phase is from 0.5 to 0.75 s. The stability of processing results is shown; local anomalies of the microseismic spectrum are traced on several parallel receivers lines that are 100 m apart from each other.

Keywords: *microseismic, seismic emission, marine seismic survey, microseism spectrum, direct search for oil and gas accumulations.*

DOI 10.20403/2078-0575-2020-4-53-62

Традиционная сейсморазведка методом отраженных волн позволяет получить сведения о структуре геологической среды в виде отражающих границ, а существующие методы обработки дают возможность достаточно точно определять перспективные структуры, подходящие в качестве хранилищ залежей, но не сами залежи. Дополнительные сведения предоставляет атрибутный анализ, в частности AVO-анализ, который в ряде случаев дает информацию об изменении отражающих свойств границ-рефлекторов. Также может использоваться изменение спектрального состава волны при прохождении через пористые области среды [3]. Все эти способы диагностики базируются на свойствах проходящих волн от искусственного источника.

Кроме того, существует класс эмиссионных волн, которые непосредственно связаны со свойствами залежи углеводородов [4]. Свойство нефтяного пласта быть источником эмиссии микросейсм в самых разных частотных диапазонах (от инфразвука до ультразвука) – установленный факт [1, 5, 12]. На основе этого свойства разработаны методы поиска залежей углеводородов. Они известны как пассивные методы сейсморазведки, активно применявшиеся во многих нефтегазовых компаниях мира (например, Microseismic.Inc, Spectraseis AG) в 2008–2012 гг. В последнее время пассивная сейсморазведка для разведочных работ применяется реже в связи с тем, что подразумевает проведение специальных работ по мониторингу сейсмического поля. Это плохо сочетается с циклом сейсморазведочных работ. Поэтому задачи пассивной сейсмики во многих компаниях сведены к стационарным вариантам: мониторингу разработки залежи и контролю гидроразрыва пласта.

Мы используем метод спектрального анализа микросейсм по сейсмограммам метода отраженных волн, обеспечивающий поиск признаков сейсмической эмиссии, возникающих в нефтегазовых залежах после прохождения через них первичных волн от импульсного источника.

Технология SanMcs

Технология ориентирована на выявление регулярного геодинамического шума на основе спектрального анализа микросейсм по профилям 2D сейсморазведки метода многократных перекрытий. Технология реализована в программных пакетах SanMcs [8] и SanMcs2 [9] и использует в качестве входных данных сейсмограммы МОВ-ОГТ в виде SEGY-файлов.

Область применения – интерпретация данных сейсморазведки, прямые поиски залежей углеводородов. Программа обеспечивает выборку данных из сейсмотрасс по началу временнóго окна анализа и интервалу удалений. Можно использовать режимы обработки до первых вступлений волн и после прохождения первичных волн от взрыва.

После задания окна анализа отбраковка трасс осуществляется по среднеквадратической амплитуде, что позволяет исключить трассы со случайными выбросами амплитуд. Затем по оставшимся данным вычисляется амплитудный спектр. Спектры в общих пунктах приема усредняются. Особенность сейсморазведки методом многократных перекрытий, когда запись в каждой точке приема выполняется десятки раз, предоставляет возможность накопить представительную выборку для осреднения. Результат расчета – осредненный спектр микросейсм вдоль линии приема – выводится в виде, аналогичном временному разрезу, где по горизонтали откладываются координаты профиля, по вертикали – частота, а значение амплитудного спектра, нормированное на среднее значение на профиле, кодируется цветом. При необходимости выполняется расчет средних значений спектра в задаваемых интервалах частот. Подробнее методика описана в предыдущих работах авторов [2, 10, 11].

Первый этап развития этой технологии (2006–2008 гг.) [2] характеризуется выбором окна анализа в начальных участках трасс до первых вступлений волн от источника. При удалении от источника более чем на 1,5–2 км в зависимости от скоростного разреза приблизительно первые полсекунды записывается эндогенный микросейсмический шум вместе с техногенными и природными помехами. Таким образом, при интервале дискретизации 2 мс мы обладаем выборкой из 256 отсчетов, удобной для применения быстрого Фурье-преобразования. Интервал дискретизации спектра при этих условиях составляет около 2 Гц, что дает удовлетворительную разрешенность по частоте. В этом варианте технология известна под названием ПАС МОГТ – пассивно-активная сейсморазведка методом общей глубинной точки [6].

Следующим шагом в развитии технологии анализа микросейсмического шума стало использование участков сейсмотрасс с поздними временами регистрации (более 3,5 с при удалениях более 2 км) по мере ослабления волн от источника для изучения эмиссионного поля, возбужденного взрывным воздействием на геосреду [10].

Авторами известного метода АНЧАР [5] технология SanMcs определяется как вариант использования АНЧАР-эффекта, сущность которого заключается в том, что УВ-насыщенная среда генерирует микросейсмы с инфранизкой частотой (1–7 Гц). Тогда в спектре сейсмического волнового поля, регистрируемого в пассивном режиме над залежью углеводородов, отмечается увеличение инфранизкочастотной составляющей. Однако SanMcs обладает существенными отличиями. Так, например, целевые частоты находятся в сейсмическом диапазоне от 2 до 150 Гц. Технология SanMcs не требует проведения специальных полевых работ. Обработка с целью выявления микросейсмического шума, определения состояния среды может проводиться наряду с традиционной обработкой, которая дает информацию о строении среды.

Традиционно применение технологии SanMcs ограничивалось поиском залежей углеводородов по наземным данным 2D сейсморазведки, полученным на нефтегазовых площадях Западной Сибири [2, 10, 11]. В 2019 г. технология была впервые опробована на материалах морской сейсмики, предоставленных компанией Offshore Research Group (ORG), Норвегия.

Особенности обработки данных морской сеймики

В том варианте морской сейсмики (3D-boat-swath), с которым мы работаем, система наблюдений состоит из буксируемых кабелей (streamer) (как правило, 6–10) с 480 сейсмоприемниками или более на каждом кабеле и расстоянием между линиями 100 м. Линия приема расположена под водой на глубине 20 м. Источник сейсмических колебаний представляет собой две пневмопушки на расстоянии 50 м друг от друга, работающие попеременно. Шаг по приемникам в нашем случае составляет 12,5 м, шаг по источнику – 37,5 м (отобраны данные от одной пневмопушки). Пример полученной в результате этих работ сейсмограммы приведен на рис. 1, б. Длина записи в конкретном случае составляет 7,62 с.

В отличие от сейсмограмм наземной сейсмики, на данных морской сейсмики нет помехи в виде поверхностной волны (см. рис. 1, б). Поэтому появляется возможность использования ближних к источнику приемников с удалениями менее 2000 м. Таким образом, по удалениям обработка морской сейсмики инвертирована по отношению к наземной в том смысле, что в наземной мы используем удаления более 2000 м, а в морской – менее.

В выбранном нами интервале удалений регулярные волны, в том числе кратные, присутствуют

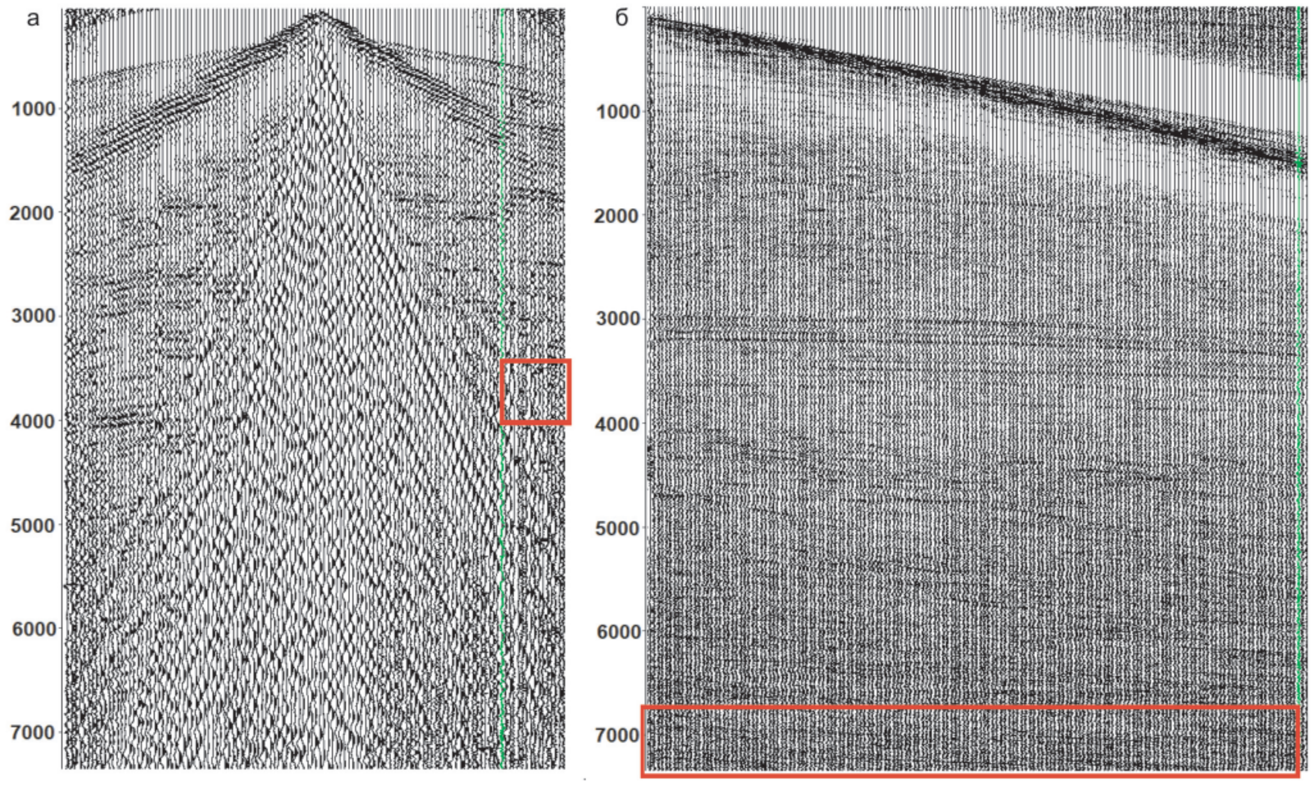


Рис. 1. Типичные сейсмограммы наземной (а) и морской (б) сейсморазведки. Вывод с АРУ (500 мс), зеленым цветом отмечена трасса с удалением 2000 м, красным –окна анализа микросейсмического шума в каждом случае

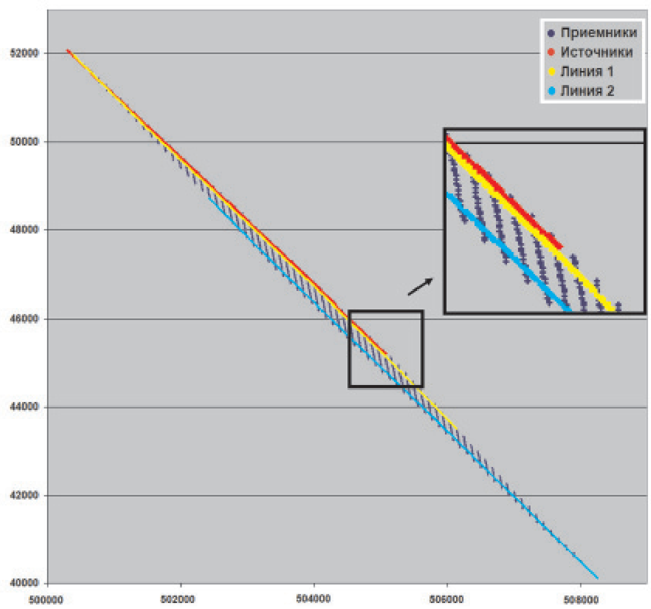


Рис. 2. Дрейф координат приемников на буксируемом кабеле. Линия источников красного цвета, облако пунктов приема – синего; созданные линии профиля: желтый – для малых удалений, голубой – для больших

до времени 4 с. Если кратные волны присутствуют в нашей выборке данных и их вклад в волновую картину существенен, то в спектре они будут видны как стационарная помеха на всем профиле наблюдений.

Другое технологическое отличие при обработке данных морской сейсмики заключается в том, что все координаты приемников на буксируемых кабелях уникальны. Таким образом, надо создать единую линию точек приема, которая в наземной 2D сейсморазведке получается естественным образом, так как приемная линия зафиксирована на поверхности земли. В случае морской сейсмики необходимо проводить дополнительную операцию, которая заключается в создании линии приема с ограниченным числом точек приема из сотен тысяч уникальных точек приема. Пример дрейфа координат точек приема приводится на рис. 2.

При анализе дрейфа пунктов приема становится понятно, что координаты создаваемой линии приема меняются в зависимости от выборки интервала удалений. Для наших задач удобно разбить диапазон удалений на три интервала по 2 км. Пример линий приема для удалений 0–2 км и 4–6 км показан на рис. 2, желтым и голубым цветом соответственно. Аппроксимируя координаты отобранных пунктов приема, мы набираем нужное нам число точек на линии приема. Шаг по линии задаем равным шагу приемников на кабеле – 12,5 м. Теперь мы должны привязать облако точек приемников к каждой точке созданной линии приема. Критерий привязки определяется следующим образом: радиус от физической точки приема до точки линии приема меньше, чем шаг по источникам, в нашем случае 37,5 м.

Для оценки правильности выбора линии приема и радиуса привязки мы приводим кратность наблюдений (число рассчитанных спектров трасс для усреднения) в точках приема. Типичная картина

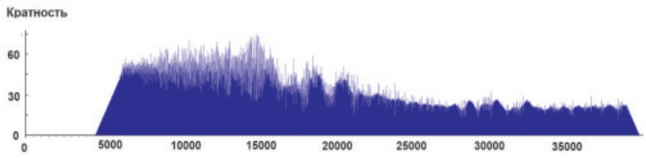


Рис. 3. Кратность наблюдений в точках линии приема в варианте L < 2 км

кратности при обработке данных морской сейсмики приводится на рис. 3. Здесь расчет проводится при условии выборки удалений L менее 2 км. Максимальная кратность достигает 75, средняя на большей части профиля около 30.

Нефтегазоносность норвежского сектора Северного моря

По географическому положению Северное море может рассматриваться как шельфовый бассейн Атлантического океана. Море относительно мелководное; на большей части глубина не превышает 90 м, в северной части до 200 м. На долю норвежского сектора приходится 27 % площади шельфа.

В пределах Северного моря выделяются три нефтегазоносные области (НГО): Южная, Центральная и Северная. К норвежскому сектору относятся Центральная и Северная НГО.

В норвежском секторе Северного моря открыто несколько десятков залежей, наиболее крупными нефтегазовыми месторождениями являются Экофиск в Центральной НГО и Тролл в Северной НГО. Месторождения связаны с крупными пологими брахиантиклинальными складками. Тип коллектора как терригенный, так и карбонатный. В Северной НГО имеются наибольшие запасы нефти и газа. Основные продуктивные горизонты находятся в среднеюрских и палеоценовых отложениях. Характерной чертой разреза является наличие двух структурных этажей: нижнего доверхнемелового и верхнего, сложенного породами верхнего мела и кайнозоя. Нижний структурный комплекс характеризуется блоковым строением и сильной раздробленностью. Основные нарушения вытянуты вдоль оси грабена Викинг. Большинство выявленных здесь месторождений имеют однотипное строение. Они приурочены к крупным антиклинальным складкам, находящимся над приподнятыми блоками фундамента. Средняя плотность геологических ресурсов в североморской зоне 780 тыс. т/км^2 [7].

К примеру, газонефтяное месторождение Экофиск приурочено к брахиантиклинальной складке размером 15×8 км, амплитудой 180 м. Продуктивны мелоподобные известняки датского яруса и известняки маастрихта суммарной мощностью 210 м. Основная залежь расположена на глубине свыше 2800 м в кровельной части мощного (около 800 м) трещиноватого мелоподобного известняка формаций Ekofisk (палеоцен) и Tor (верхний мел), разделенных глинистым слоем. Коллекторы трещинного типа, основные нефтегазоматеринские породы – верхнеюрские черные глины с высоким содержанием органического вещества; покрышка – глины палеоцена. Залежь пластовая сводовая, водонефтяной контакт на отметке 3270 м. Глубина моря в районе месторождения около 90 м. Первоначальные извлекаемые запасы нефти 569 млн т и газа 165 млрд м^3. Добыча начата 15 июня 1971 г. и продолжается до настоящего времени.

Район проведения работ

В центральной части Северного моря расположено гигантское газонефтяное месторождение Экофиск, далее на юг – крупное месторождение Элдфиск. Оба разрабатываются. Для опробования обработки данных морской сейсмики по технологии SanMcs нами выбрана одна линия (рис. 4) из шести линий валка (swath) сейсморазведки на западном шельфе Норвегии, пролегающая через несколько участков с обнаруженными проявлениями нефти и газоконденсата. Добыча на этих участках не ведется в связи с большой глубиной залегания залежи и небольшими объемами обнаруженных запасов. Все залежи на пути пролегания профиля имеют статус Production is unlikely [13].

Линия состоит из четырех файлов, объем каждого 6 Гб. По интервалам пунктов возбуждения каждый файл представляет участок линии длиной 14 км с перекрытием 6 км. Общая длина линии после объединения в единую запись составила око-

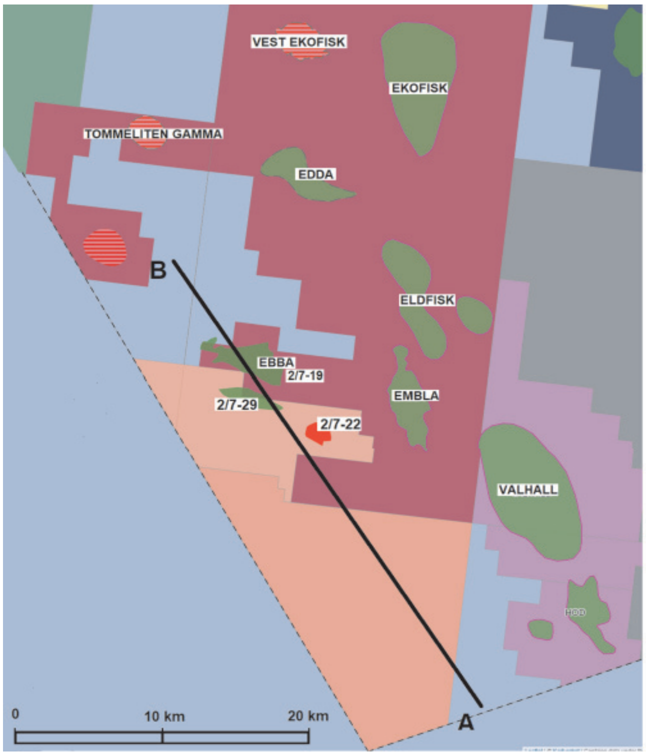


Рис. 4. Фрагмент карты с нанесенными залежами (зеленый – нефть, красный – газоконденсат) и профилем морской сейсмики АВ; области, обозначенные другими цветами, – лицензионные участки, серый – нераспределенная площадь

ло 39 км. Фрагмент карты с нанесенным профилем приводится на рис. 4.

Результаты обработки

На первом этапе рассмотрим спектры микросейсм до вступления волн от пневмопушки и спектры, полученные на позднем времени, после прохождения волн от импульса (рис. 5, а и 5, б соответственно). Для реализации первого варианта обработки используются трассы с удалениями от 2 до 4 км с выбором интервала времени от 0 до 512 мс. Скорость волны в воде 1,5 км/с, таким образом, за 0,5 с волна проходит только 750 м. Пневмопушки срабатывают через 12 с; значит, этот участок трасс действительно чист от последствий импульсов. Для сравнения выбраны данные на позднем времени: удаления менее 2 км, время начала окна 6,5 с.

На рис. 5 окружностями желтого цвета мы выделили аномалии спектра, которые проявились в невозмущенной среде и сохранились на сейсмограммах после прохода волн от импульсного источника. Красным цветом помечены возмущения спектра, проявившиеся после прохождения волн. Из этого мы делаем вывод, что данный феномен является эмиссионным откликом среды на воздействие импульса от пневмопушки. Спектр эмиссии микросейсм имеет локальные экстремумы по частоте и небольшую протяженность на линии. Обращает на себя внимание, что в одном случае (около ПК 28000) определяются два экстремума по частоте.

Для пояснения к рис. 5 нужно отметить некоторые особенности полевых наблюдений и процесса обработки. Так, направление движения судна – по нарастанию координат линии, начальное положение судна примерно на 6 км линии. На отрезке линии от 0 до 6 км находится кабель при первом пункте возбуждения. Удаления отсчитываются от источника-пневмопушки на судне до точки приема так, что первый приемник линии имеет максимальное удаление, равное длине кабеля (6 км), последний – минимальное. Таким образом, при выборке удалений 2–4 км не обрабатываются первые 2 км и последние 2 км линии, но для удобства сравнения с другими результатами обработки эти отрезки обозначены синим (см. рис. 5, а). Соответственно, при выборке удалений 0–2 км не обрабатываются первые 4 км линии (см. рис. 5, б). Разрастание спектра в начале обрабатываемого участка линии мы не принимаем во внимание из-за малой кратности наблюдений и, как следствие, низкой достоверности.

Далее перед нами встают два вопроса. Во-первых, коррелируют ли обнаруженные источники сейсмической эмиссии с какими-либо залежами углеводородов. Во-вторых, какие параметры окна анализа способствуют выделению спектральных аномалий эмиссионных микросейсм, которые установлены нами на предыдущем этапе исследования.

Мы провели ряд численных экспериментов, окончательные результаты которых представлены на рис. 6. Здесь начало окна анализа смещается на каждом примере на +0,5 с начиная от 6 с. Ширина окна во всех случаях 256 отсчетов, или 0,512 с. На рис. 6 прямоугольниками выделены зоны на приемной линии, соответствующие залежам газоконденсата 2/7-22 и нефти 2/7-29, 2/7-19 (Ebba) [13]. Как можно видеть, аномалии в спектре микросейсм присутствуют и коррелируют с двумя известными

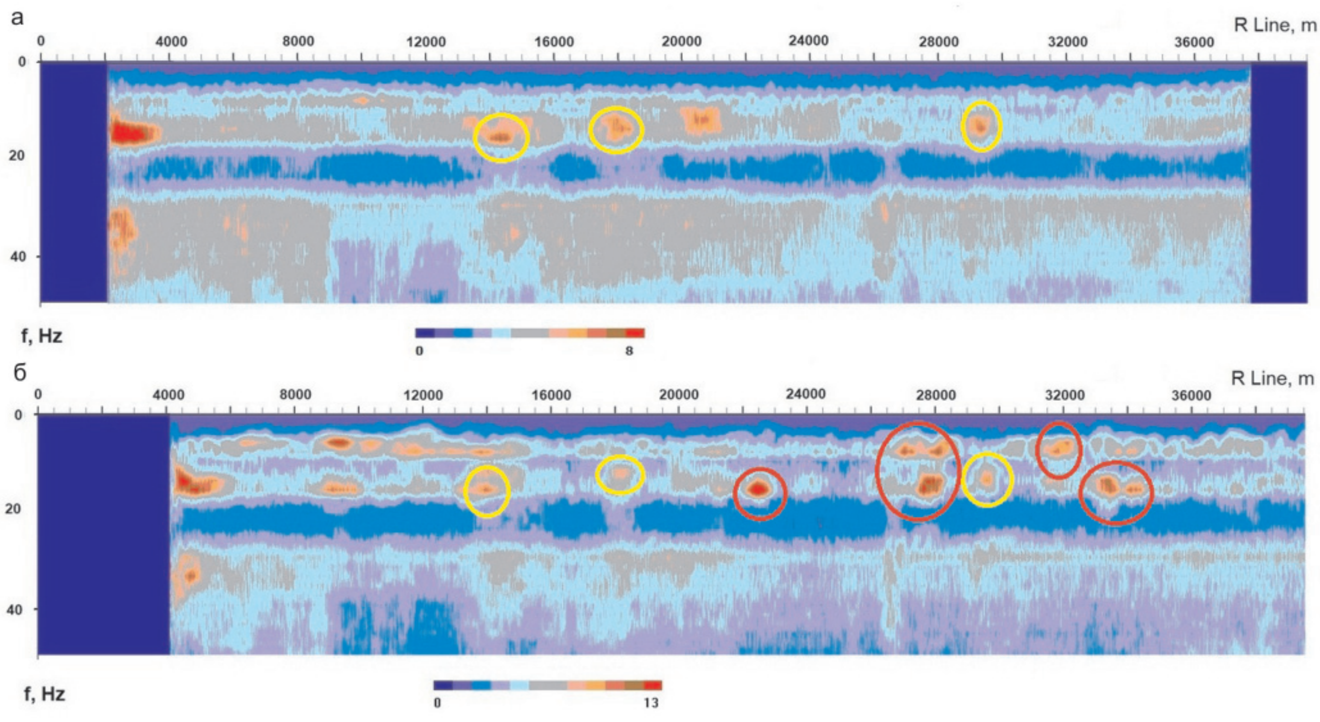


Рис. 5. Спектры микросейсм по профилю АВ: до прихода первых волн, начало окна анализа 0 с (а); после прохождения волн от импульса, начало окна анализа 6,5 с (б)

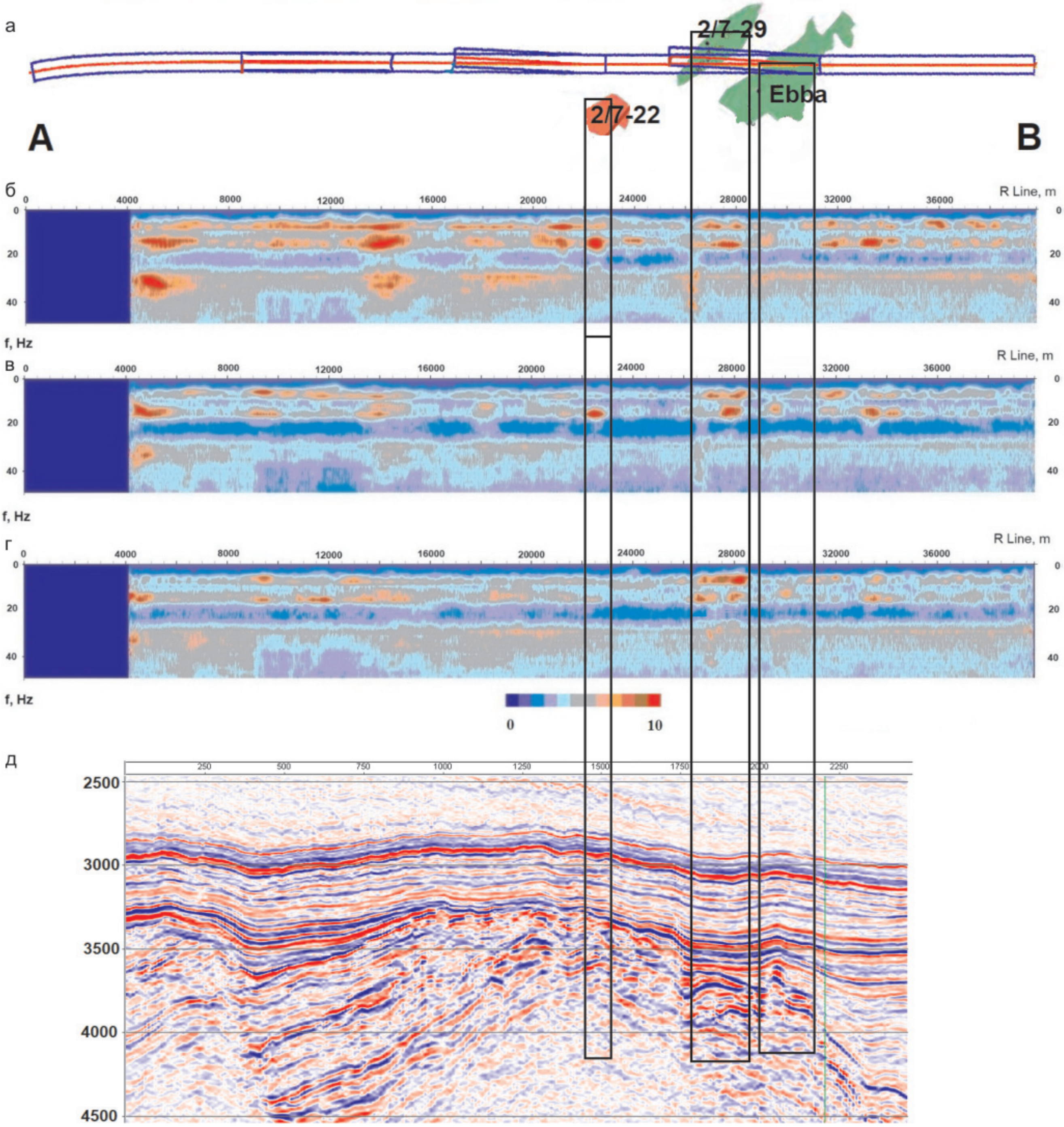


Рис. 6. Схема профиля с нанесенными залежами (а); осредненные спектры микросейсм по профилю (направление ЮВ–СЗ) с различным окном начала анализа: 6 с (б), 6,5 с (в), 7 с (г); фрагмент временного разреза по линии АВ (д)

залежами на разных окнах анализа, т. е. при независимых выборках исходных данных.

Отметим основные характерные черты спектра микросейсм. Практически вся энергия сосредоточена в диапазоне до 35 Гц с полосами повышения энергии в диапазонах 4–8, 10–20, 30–35 Гц. При сдвиге начала окна (T_0) общая энергия уменьшается, наиболее существенно при переходе T_0 от 6,0 к 6,5 с.

При времени начала окна анализа 6 с мы наблюдаем множество разрастаний спектра, большинство из которых быстро исчезают при сдвиге окна анализа на 0,5 с, т. е. до 6,5 с. Наиболее стабильные аномалии спектра наблюдаются на ПК 14000, 22250, 28000, 33500. Для первой из отмеченных аномалий нет соответствия среди известных залежей. Однако на временном разрезе на времени 3,3 с наблюдается угловое несогласие отражающих горизонтов, т. е. структура, перспективная для стратиграфической залежи. Вторая аномалия определенно связана с газоконденсатной залежью 2/7-22, а следующая ассоциируется с нефтяной залежью 2/7-29. Последняя находится за пределами обозначенной зоны месторождения Эббa и, возможно, связана с глубинным разломом, который прослеживается на временном разрезе.

Отметим, что в случае залежи 2/7-29 линия пересекает перспективный участок, а газоконденсатная залежь 2/7-22 расположена на некотором удалении, примерно в 2 км от линии.

На более поздних временах аномалия, связанная с нефтяной залежью 2/7-29 (открыта в 1994 г.), имеет тенденцию к преобладанию над всеми другими аномалиями на профиле. По данным бурения залежь расположена на значительной глубине (4500 м) в пласте мощностью 20–30 м. Спектральная аномалия микросейсм здесь содержит два изолированных по частоте экстремума (4–8 и 10–15 Гц). Это может быть проинтерпретировано как присутствие двух связанных между собой источников сейсмической эмиссии с различными физическими свойствами. вверх с соответствующим проявлением в спектрах микросейсм.

О динамике сейсмоэмиссионного отклика

Рассмотрим более детально участок профиля, на котором проявляется сейсмомиссионный отклик (от ПК 22000 до ПК 34000). Окно анализа смещаем от 5250 до 7000 мс с шагом 250 мс. Результаты расчетов представлены на рис. 7. Начало окна анализа (в мс) приведено в левом нижнем углу каждого фрагмента. Здесь мы выделяем три области проявления сейсмической эмиссии, отметив каждую кружками разных цветов.

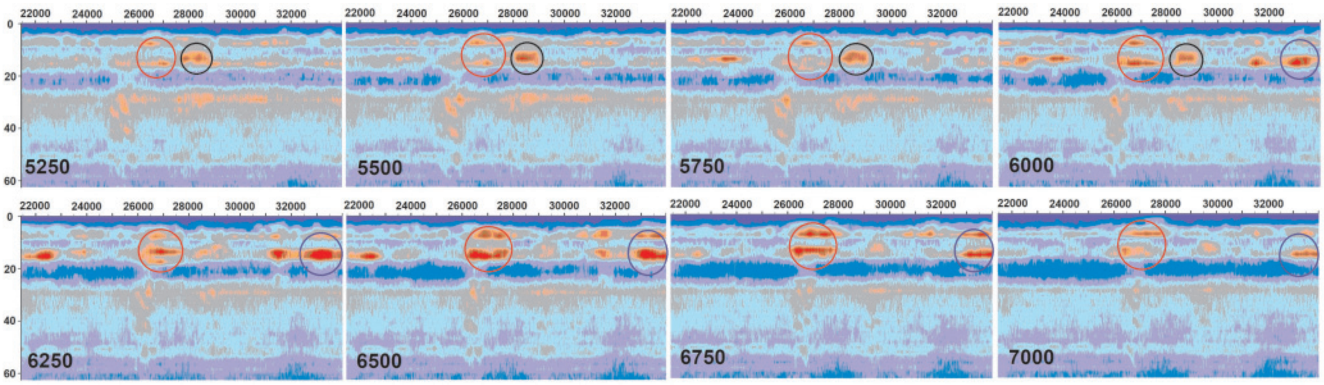


Рис. 7. Развитие процесса сейсмоэмиссии во времени, после прохождения волн от источника. Горизонтальная ось – координаты профиля, м, вертикальная – частота, Гц

По нашему мнению, таким источником может быть нефтяная залежь с газоконденсатной шапкой. Нефтяная залежь 2/7-19 месторождения Эбба, открытого в 1981 г., состоит из нескольких тонких (5–15 м) нефтяных пластов, расположенных на глубине около 4800 м. Неизвестно, существует ли эта залежь в настоящее время. Здесь отсутствуют аномалии спектра микросейсм в пределах известных границ залежи.

Обратившись к временному разрезу на рис. 6, д, мы приходим к выводу, что в одном случае залежь 2/7-29, проявляющаяся в спектре микросейсм, явно коррелирует с локальным антиклинальным поднятием на времени 3,8 с. Аномалия, которую мы соотносим с отдаленным от профиля газоконденсатным резервуаром 2/7-22, не имеет явных структурных подтверждений на временно́м разрезе. Геологическое строение здесь характеризуется сильной раздробленностью. На времени 3,4–3,7 с присутствует структура, которую можно описать как осложненную разломами антиклиналь. Что касается области ПК 30000, относимой к залежи Эбба, то здесь на временном разрезе обнаруживается горстовая структура на времени 3,6–3,8 с, однако в спектре микросейсм аномалий не наблюдается. Спектральная аномалия на ПК 33500 находится над крупным разломом, наблюдаемым на времени 4,2–4,4 с, на участке крутого падения отражающих горизонтов в направлении конца профиля. При таком строении среды можно предположить, что здесь имеет место миграция флюидов по разлому

Красным цветом отмечена спектральная аномалия на ПК 27000. Первые следы аномалии появляются на времени задержки окна T_0 = 5750 с. Затем происходит нарастание аномалии на следующих двух кадрах с достижением максимального значения на времени 6500–6750 с и резкого ослабления при 7000 с. Значит, процесс развития сейсмоэмиссии занимает 0,75 с, максимальная интенсивность продолжается 0,5 с.

Следующая аномалия отмечена кружком черного цвета на ПК 28500. Начало развития аномалии находится за пределами наших кадров, но максимум четко фиксируется при T_0 = 5500 и 5750 с, ослабевает при T_0 = 6000 с и практически исчезает при T_0 = 6250 с.

Аномалия на ПК 33000 обозначена синим цветом. Она проявляется сразу интенсивно на T_0 = 6000 с, максимальная амплитуда держится при T_0 = 6250 и 6500 с и уменьшается на следующих кадрах.

Подведем итоги нашего краткого исследования динамики сейсмоэмиссии после прохождения волн от пневмопушки. Начало процесса эмиссии приходится на время T_0 от 5 до 6 с, максимальные значения – от 5,5 до 6,75 с, быстрое затухание ко времени 7 с. Каждый отдельный очаг эмиссии излучает с максимальной интенсивностью от 0,5 до 0,75 с.

Устойчивость результатов

Рассмотрим наследование аномалии спектра микросейсм в районе залежи 2/7-29 на параллель-

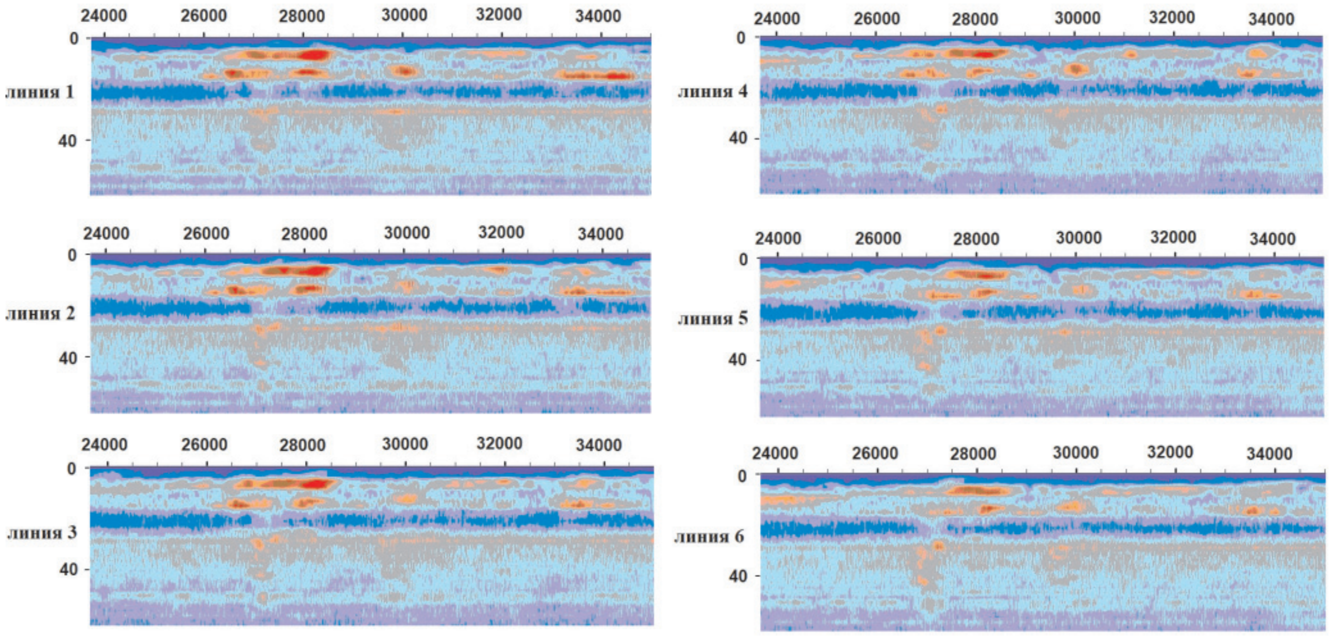


Рис. 8. Спектр микросейсм в районе залежи 2/7-29 на линиях 1–6

ных линиях съемки. Всего было записано шесть линий с расстоянием между соседними 100 м. Нумерация линий ведется относительно буксирующего судна слева направо (см. рис. 4), в нашем случае линия 1 находится на северо-востоке, линия 6 – на юго-западе. На рис. 8 приводятся результаты расчета спектров микросейсм (T_0 = 7 с), из которых видно, что на охватываемом широком (500 м) профиле на ПК 26250–28250 присутствует регулярная двойная аномалия спектра на частотах 6–8 и 10–12 Гц протяженностью около 2 км. При этом амплитуда аномалии выше на линиях 1–4, ниже на линиях 5 и 6.

Эти результаты дают основание предполагать, что источник микросейсмической эмиссии, по нашему мнению нефтяная залежь 2/7-29, находится на линиях 1–4 и, возможно, продолжается далее на северо-восток.

Итак, мы выявили объективно существующие устойчивые аномалии спектра эмиссионных микросейсм, самая заметная из которых коррелируется с неразрабатываемой глубоко залегающей нефтяной залежью 2/7-29. Аномалия наблюдается на двух частотных интервалах (4–8 и 10–15 Гц), подтверждается обработкой различных по времени наборов данных, а также на соседних линиях приема с сохранением особенностей формы аномалии. Условиями выделения аномалии являются следующие параметры окна анализа: удаление $L < 2$ км, начало окна анализа более 6,5 с.

Выводы

В результате проведенных исследований установлено, что развиваемая нами в течение последних десяти лет технология с успехом может быть использована при обработке данных морской сейсмики. Для имеющихся данных была модернизирована программно-алгоритмическая часть, относящаяся к построению линии пунктов приема. Выработан методический подход к обработке данных морской сейсмики (3d-boat-swath), определены оптимальные параметры окна анализа микросейсм. Перечислим особенности обработки данных морской сейсмики. Мы используем трассы с удалениями менее 2 км (в наземной сейсмике, наоборот, удаления более 2 км); время начала окна анализа более 5,5 с и до 7 с (в наземной – от 3,5 до 5 с). Необходимо создавать модель линии приема, чтобы не обрабатывать сотни тысяч уникальных координат точек приема.

При обработке сейсмограмм по методике «до первых вступлений» не обнаруживается значимых аномалий спектров микросейсм по профилю. Напротив, при сдвиге окна анализа на начальное время 5,5 с и более проявляются контрастные локальные аномалии спектра. Мы предполагаем, что появление этих аномалий связано с эффектами сейсмической эмиссии, возникающей после прохождения волн от источника. Выявлены аномалии спектра микросейсм в диапазонах 4–8 и 10–15 Гц, расположенные близ известных залежей углеводородов.

Рассмотрен процесс развития сейсмической эмиссии во времени. Установлено, что для каждой локальной зоны эмиссии может быть свое время начало развития процесса (от 5 до 6 с). Продолжительность фазы максимального уровня эмиссии от 0,5 до 0,75 с. К 7 с происходит заметное ослабление всех сейсмоэмиссионных процессов.

Таким образом, применение технологии SanMcs в модернизированном варианте к данным морской сейсмики позволило выявить аномалии микросейсмического поля, коррелирующие с известными залежами углеводородов. Такой результат свидетельствует о том, что технология может применяться в комплексной интерпретации данных морской сейсмики и прямых поисках залежей углеводородов.

Мы предполагаем, что технология SanMcs в морском варианте может быть использована при сейсморазведке российского шельфа Арктики.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Беляков А. С., Лавров В. С., Николаев А. В.** Акустический резонанс нефтяной залежи // Докл. РАН. – 2004. – Т. 397, № 1. – С. 101–102.

2. **Ведерников Г. В., Хогоев Е. А.** Прогноз залежей УВ по характеристикам микросейсм при сейсморазведочных работах МОГТ // ГЕО-Сибирь-2007. Т. 5. Недропользование. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых: сб. матер. III Междунар. науч. конгр. – Новосибирск, 2007. – С. 179–183.

3. **Использование** спектральных характеристик сейсмической записи для прогноза зон улучшенных коллекторов / Л. Д. Гик, В. А. Конторович, М. С. Канаков и др. // Технологии сейсморазведки. – 2013. – № 3. – С. 16–20

4. **Комплексирование** сейсмических волн разного класса для поиска и разведки месторождений углеводородного сырья (новая методология сейсморазведки) / О. Л. Кузнецов, А. А. Радван, И. А. Чиркин и др. // Технологии сейсморазведки. – 2016. – № 3. – С. 38–47.

5. **Кузнецов О. Л. Чиркин И. А. Арутюнов С. Л.** Томография сейсмической эмиссии. – Точка доступа: http://federalbook.ru/files/FS/Soderjanie/FS-24/XVII/Tomografiya.pdf.

6. **Максимов Л. А., Ведерников Г. В., Яшков Г. Н.** Геодинамический шум залежей углеводородов и пассивно-активная сейсморазведка МОГТ // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – № 6 (45). – С. 55–57. – Точка доступа: https://www.runeft.ru/articles/geodinamicheskiy_shum_zalezhey_uglevodorodov_i_passivno_aktivnaya_seysmorazvedka_mogt.

7. **Метлина Т. Л.** Зоны нефтегазонакопления шельфа северной Атлантики и западной Арктики // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 3. – С. 55–61.

8. **Хогоев Е. А.** Программа для ЭВМ «SanMcs»: свидетельство о программе № 2008613961, опубл. 19.08.08. – М.: Роспатент, 2008.

9. **Хогоев Е. А., Хогоева Е. Е.** Программа для ЭВМ «SanMcs2»: свидетельство о программе № 2019619078, опубл. 10.07.19. – М.: Роспатент, 2019.

10. **Хогоев Е. А., Хогоева Е. Е., Шемякин М. Л.** О микросейсмическом отклике среды и возможности его использования при разведке месторождений углеводородов // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2019. – № 3 (39). – С. 80–84.

11. **Хогоев Е. А., Хогоева Е. Е., Шемякин М. Л.** Результаты численного анализа микросейсм по сейсмограммам МОГТ в районе Пайяхского нефтяного месторождения // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2018. – № 2 (34). – С. 93–99.

12. **Applying** microtremor analysis to identify hydrocarbon reservoirs / R. Holzner, P. Eschle, H. Zürcher et al. // First Break. – 2005. – No. 23(5). – P. 41–46.

13. **NPD** FactPages contain information regarding the petroleum activities on the Norwegian continental shelf. The information is synchronised with the NPD’s databases on a daily basis. – Available at: https://factpages.npd.no/factpages/default.aspx?culture=en&nav1=discovery&nav2=PageView|All&nav3=44120.

REFERENCES

1. Belyakov A.S., Lavrov V.S., Nikolaev A.V. [Acoustic resonance of an oil pool]. *Doklady RAN – Doklady Earth Sciences*, 2004, vol. 397, no. 5, pp. 710–711. (In Russ.).

2. Vedernikov G.V., Khogoev E.A. [Prediction of hydrocarbon accumulations based on the characteristics of microseisms during seismic CDP operations]. *GEO-Sibir-2007. T. 5. Nedropolzovaniye. Novye napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdeniy poleznykh iskopaemykh. Materialy III Mezhdunarodnogo nauchnogo kongressa* [GEO-Sibir-2007. Vol. 5. Subsoil use. Recent trends and technologies of prospecting, exploration and development of mineral deposits. Materials of the 3rd International Scientific Congress]. Novosibirsk, 2007, pp. 179–183. (In Russ.).

3. Gik L.D., Kontorovich V.A., Kanakov M.S., et al. [Spectral analysis of seismic datal implication for detecting highly porous reservoirs]. *Tekhnologii seysmorazvedki – Seismic Technologies*, 2013, no. 3, pp. 16–20. (In Russ.).

4. Kuznetsov O.L., Radvan A.A., Chirkin I.A., et al. [Combining seismic waves of different classes in exploration of hydrocarbon fields (new seismic exploration methodology)]. *Tekhnologii seysmorazvedki – Seismic Technologies*, 2016, no. 3, pp. 38–47. (In Russ.).

5. Kuznetov O.L., Chirkin I.A., Arutyunov S.L., et al. *Tomografiya seysmichskoy emissii* [Seismic emission tomography]. Available at: http://federalbook.ru/files/FS/Soderjanie/FS-24/XVII/Tomografiya.pdf. (In Russ.).

6. Maksimov L.A., Vedernikov G.V., Yashkov G.N. [Geodynamic noise of hydrocarbon pools and passive-and active seismic CDPM]. *Ekspozitsiya Neft Gaz – Exposition Oil & Gas*, 2015, no. 6 (45), pp. 55–57. Available at: https://www.runeft.ru/articles/geodinamicheskiy_shum_zalezhey_uglevodorodov_i_passivno_aktivnaya_seysmorazvedka_mogt. (In Russ.).

7. Metlina T.L. [Oil and gas accumulation zones of the shelf in North Atlantic and Western Arctic]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy – Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2007, no. 3, pp. 55–61. (In Russ.).

8. Khogoev E.A. *Programma dlya EVM “SanMcs: Svidetelstvo o programme № 2008613961, opubl. 19.08.08*. [Application software SanMcs: Certificate of State registration no. 2008613961, opubl. 19.08.08]. Moscow, Rospatent, 2008. (In Russ.).

9. Khogoev E.A., Khogoeva E.E. *Programma dlya EVM "SanMcs2": Svidetelstvo o programme № 2019619078, opubl. 10.07.19*. [Application software SanMcs: Certificate of State registration no. 2019619078, opubl. 10.07.19]. Moscow, Rospatent, 2019. (In Russ.).

10. Khogoev E.A., Khogoeva E.E., Shemyakin M.L. [On the microseismic medium response and possibility of its use in the exploration of hydrocarbon fields]. *Geologiya i mineralno-syryevye resursy Sibiri – Geology and Mineral Resources of Siberia*, 2019, no. 3 (39), pp. 80–84. (In Russ.).

11. Khogoev E.A., Khogoeva E. E., Shemyakin M.L. [Results of numerical microseism analysis on CDP seismograms in the area of Paiyakhskoe oil field]. *Geologiya i mineralno-syryevye resursy Sibiri – Geology and Mineral Resources of Siberia*, 2018, no. 2(34), pp. 93–99. (In Russ.).

12. Holzner R., Eschle P., Zürcher H., et al. Applying microtremor analysis to identify hydrocarbon reservoirs. *First Break*, 2005, no. 23(5), pp. 41–46.

13. NPD FactPages contain information regarding the petroleum activities on the Norwegian continental shelf. The information is synchronised with the NPD's databases on a daily basis. Available at: https://factpages.npd.no/factpages/default.aspx?culture=en&nav1=discovery&nav2=PageView|All&nav3=44120.

УДК 550.834.05:553.982.23

ПРОБЛЕМА ОБНАРУЖЕНИЯ НЕСТРУКТУРНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЪЕКТОВ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

С. Н. Смолин[1], Г. М. Митрофанов[1,2,3]

[1]Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия; [2]Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия; [3]Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск, Россия

В осадочных породах часто зоны повышенной трещиноватости накладываются на поровые и кавернове типы коллекторов, создавая и усложняя ловушки углеводородов неструктурного типа. Подобные ловушки сложны для поиска и обычно не обнаруживаются стандартными методами сейсморазведки МОГТ. Необходимы нестандартные подходы в реализации успешного их прогноза, в частности использование свойств как рассеянных, так и зеркально отраженных волн. На основе этого в настоящее время создан ряд уникальных методик, например, метод Прони-фильтрации, который позволяет проводить частотно-зависимый анализ волнового поля и затем успешно прогнозировать нефтегазоносные объекты любой сложности.

Ключевые слова: *частотно-зависимый анализ волнового поля, разложение Прони, неантиклинальная ловушка углеводородов, затухание.*

PROBLEM OF DETECTING NON-STRUCTURAL OIL-AND-GAS BEARING FEATURES ACCORDING TO SEISMIC DATA

S. N. Smolin[1], G. M. Mitrofanov[1,2,3]

[1]A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia; [2]Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia; [3]Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia

In sedimentary rocks, zones of excessive fissuring are often superimposed on porous and cavernous reservoir types, creating and complicating traps of non-structural hydrocarbons. Traps of this kind are hard to find and usually not detectable with standard CDP seismic survey methods. Non-standard approaches are needed in the implementation of their successful forecast. For this it is possible to use the properties of both scattered and specular reflected waves, on the basis of which a number of unique techniques have been created. In particular, these include the Prony filtration method, that allows for the frequency-dependent analysis of the wavefield, on the basis of which it is possible to successfully predict oil-and-gas bearing features of any complexity. The article provides an example of application of the Prony filtration method from the practical experience of the authors.

Keywords: *frequency-dependent analysis of wavefield, Prony decomposition, nonanticlinal hydrocarbon trap, losses.*

DOI 10.20403/2078-0575-2020-4-63-72

В настоящее время отмечено истощение запасов эксплуатируемых крупных и уникальных месторождений углеводородов, расположенных в пределах антиклинальных структур. Выработанность их достигает 60–90 %. С другой стороны, разведанность недр России на нефть оценивалась в 35,5 % на начало 2000-х гг. Еще есть что исследовать, но вероятность открытия новых крупных залежей углеводородов невелика. Среди открываемых растет доля месторождений, связанных с небольшими, сложными по строению неантиклинальными или малоамплитудными структурными ловушками [2]. Это говорит о том, что возрастает потребность в их эффективном поиске и дальнейшей разведке.

Как отмечают отечественные (А. А. Трофимук, Е. М. Смехов, Ф. И. Котяхов, М. С. Багов, К. И. Багринцева, М. В. Рац, С. Н. Чернышев и др.) и зарубежные (Р. Агульера, Х. К. ван Пуллен, Ж. К. Бейкер, О. Р. Дельгадо, Д. В. Чилингар, Е. И. Даниэл и др.) исследователи, важнейшее значение в образовании залежей имеет трещиноватость горных пород, которая может вступать во взаимодействие с поровыми, каверновыми пустотами и создавать различного типа смешанные коллекторы [4, 6]. Установлено, что значительная часть мировых запасов нефти и газа находится в залежах, которые формировались с участием трещиноватых коллекторов [6]. Существенную роль в появлении трещиноватости играют дизъюнктивные разломы. Но само существование разлома не является поисковым признаком зон трещиноватости и возможного скопления углеводородов, он может как способствовать формированию залежи углеводородов, так и разрушать ее [6]. Практика показывает, что поиск подобных залежей – довольно трудная задача, поскольку сложно найти признаки их присутствия. Требуются специализированные геолого-геофизические технологии исследования.

Самым распространенным методом изучения внутреннего строения осадочного разреза на настоящее время является сейсморазведочный метод ОГТ. В полученном с его помощью сейсмическом волновом поле отображается изменение акустических характеристик среды. Важное свойство волновых полей – их реагирование (в виде динамических аномалий) на локальные неоднородности различного типа, в том числе объекты нефтегазоносности. Последнее объясняется тем, что объект нефтегазоносности представляет собой резервуар в виде различного типа коллекторов (открытые трещины, поры, каверны), заполненный флюидами. Флюиды резко отличаются от вмещающей матрицы по скоростным и плотностным характеристикам, создавая тем самым повышенное поглощение и интенсивный фон рассеянных волн со сложной интерференционной картиной. И чем значительнее отличие (выше объем пространства резервуара, заполненного флюидами, и больше неоднородность его фазового состава), тем ярче должно быть проявление аномалии в волновом поле. Но, как показывает практика, обычно искомые нефтегазоносные объекты в интегральном волновом поле выражены слабо, практически незаметно. Особо это касается малых залежей УВ. Для выявления подобных нефтегазоносных объектов с помощью анализа волнового поля МОГТ можно идти по пути исследования изменений как динамики зеркальных отражений, так и кинематики и динамики рассеянных и дифрагированных волн.

Приведем основные особенности указанных типов волн и возможности их использования для прогноза залежей углеводородов. Следует отметить, что это далеко не полный обзор всех методов, имеющихся в настоящее время, а только основные направления и иллюстрирующие их примеры.

Рассеянная волна обычно образуется на неоднородностях среды с размерами, соизмеримыми или меньшими длины падающей волны. Она отличается от зеркально-отраженной волны по кинематическим и динамическим параметрам. Кинематика рассеянных волн соответствует точечному излучателю, а динамика определяется амплитудами на один-два порядка меньшими, чем амплитуды зеркально-отраженных волн. Незначительная величина амплитуд рассеянных волн по отношению к отраженным является основной проблемой их выделения. Тем не менее разработаны и применяются на практике методы локализации источников рассеянных волн при помощи специальных методик полевых работ (например, метод сейсмической локации бокового обзора [13]) или особых приемов обработки сейсмических записей, получаемых при стандартных сейсморазведочных наблюдениях МОГТ (например, метод миграционного изображения рассеивающих объектов [8]). Общий элемент указанных подходов – выполнение анализа сейсмического волнового поля на основе физических принципов распространения дифрагированных волн.

Следует отметить существенный недостаток специальных методик полевых работ. Применяемая система наблюдений, необходимая для лучшего выделения рассеиваемых и дифрагированных волн, существенно отличается от стандартных сейсморазведочных работ МОГТ, что ведет к созданию специальных схем размещения источников и приемников. Это обстоятельство технически усложняет использование подобных методик и требует дополнительных экономических затрат.

Значительно чаще для поисков нефтегазоносных объектов используются способы, основанные на анализе динамики зеркальных отражений. Существуют три направления, в каждом из которых используется своя особенность реагирования упругих колебаний на нефтегазоносный объект.

Первое направление в анализе динамики зеркальных отражений для поисков нефтегазоносных объектов использует эффект повышенного поглощения энергии упругих волн во флюидах и рассеивания их на неоднородностях резервуара. Представления о физике влияния нефтегазонасыщения на уменьшение энергии колебаний пока имеют гипотетический характер. В ряде работ показано, что нефте- и газонасыщение приводит к незначительному увеличению поглощения продольных волн [5]. Как пишет А. Г. Авербух, «более существенное влияние на ослабление колебаний может оказывать двухфазность флюида. При распространении колебаний через неоднородные по своему внутреннему строению залежи углеводородов, представляющие смесь газовых и жидкостных включений, должно происходить существенное ослабление волн. Аналогичный эффект может быть обусловлен ореолами рассеяния – непромышленными концентрациями пузырьков газа, по-видимому, возникающими вокруг некоторых месторождений за счет миграции углеводородов во вмещающую среду» [1]. Он также приводит данные по некоторым месторождениям, где коэффициент поглощения может увеличиваться по сравнению с законтурной частью для песчаников и глин от 40 до 100 %, для известняков от 500 до 1000 %. Таким образом, способы, основанные на этой особенности упругих продольных волн, во-первых, наиболее успешны в применении для карбонатных сред, во-вторых, позволяют прогнозировать более обширную зону, чем реальные размеры нефтегазоносного объекта, в-третьих, способны выявлять залежи углеводородов с любыми типами коллекторов.

На основе свойств поглощения энергии продольных упругих волн во флюидах по результатам экспериментов физического моделирования разработана методика анализа приращения декрементов затухания сейсмических волн [3], в которой используются стандартные сейсморазведочные данные, полученные по методике ОГТ. Кроме того, методика может быть использована для измерения коэффициента пористости при каротажном изучении скважин. Использование только продольных волн позволяет осуществлять качественный прогноз, а продольных и поперечных – судить о вещественном составе флюида, заполняющего резервуар.

К этой же группе можно отнести активно развивающийся в настоящее время метод Q-фильтрации. Он основан на том, что затухание волны можно описывать безразмерным коэффициентом Q, который определяется отношением средней накопленной энергии к потерям энергии за время, эквивалентное одному периоду частотной составляющей, формирующей распространяющуюся волну. Метод направлен на компенсацию затухания путем обратной Q-фильтрации [17].

Ко второму направлению в анализе динамики зеркальных отражений для поисков нефтегазоносных объектов можно отнести азимутальный анализ. Он использует такое свойство среды, как анизотропия. К анизотропии малой степени выраженности могут приводить множество различных геологических факторов, например, тонкослоистость разреза, напряженное состояние породы, глинистость разреза и др. В практике интерпретации сейсморазведочных данных подобные типы анизотропии обычно игнорируют из-за их незначительного влияния. Наиболее ярко выраженной причиной анизотропии упругих свойств осадочных пород обычно является наличие одной или нескольких систем ориентированной открытой трещиноватости за счет того, что скорость продольной волны вдоль ориентации системы трещин выше, чем скорость вдоль оси симметрии. Зависимость поглощения обратная. Поперечные волны при прохождении через границу подобной анизотропной зоны изменяют поляризацию и расщепляются на две волны, имеющие разную поляризацию и распространяющиеся с разными скоростями. Степень анизотропии существенно зависит от наличия преимущественной ориентировки и плотности трещин, характера их насыщения. Азимутальный анализ может проводиться как при работах ВСП, так и при сейсморазведке МОГТ с использованием 3D съемки. Недостатком этого направления работы можно считать ориентацию на обнаружение коллекторов только трещинного типа.

Наиболее качественную информацию для изучения анизотропии среды может дать AVO анализ данных многокомпонентной сейсморазведки МОГТ 3D-4C. При этом можно не только определять плотность трещин в среде, но и различать сухие или заполненные системы трещин, причем различать заполнение трещин газом или жидкостями. Однако из-за высокой стоимости проведение таких исследований в производственных масштабах весьма редко. В то же время стандартные сейсморазведочные работы МОГТ 3D на продольных волнах применяются очень широко. При подобных исследованиях картирование зон трещиноватости возможно при использовании и сопоставлении характеристик AVO по различным азимутам [16].

Третье направление относится к частотно-зависимому анализу эффектов волнового поля и, по нашему мнению, наиболее перспективно. Особенности изменения волнового поля в зависимости от частоты используются в прямом прогнозе геологического разреза и непосредственно залежей углеводородов.

Прямой прогноз геологического разреза позволяет применять такие методы, как спектрально-временной анализ и спектральная декомпозиция.

Метод спектрально-временного анализа [11] опирается на построение и анализ СВАН-колонок, представляющих собой непрерывную развертку выбранной сейсмической трассы или группы трасс по частоте (перебор полосовых фильтров с использованием разложения Фурье) и по времени с помощью спектрально-временно́го анализа данных сейсморазведки МОГТ 2D или 3D съемки. В основе метода лежит предположение, что каждый интервал осадочного разреза по своей структуре устроен иерархически. Для выделения иерархических структур в волновом поле временного разреза предлагается применять полосовую фильтрацию в разных частотных интервалах.

Технология спектральной декомпозиции [7] основана на использовании свойств вейвлет-преобразования, т. е. на представлении сигнала в виде суммы коротких «всплесков» разной степени сжатости и растянутости, разнесенных по времени. Подобный подход позволяет разделять амплитудные изменения по частоте, что особенно актуально в условиях развития сложных геологических структур, состоящих из тонких пластов, линз и палеорусел.

Для прямого прогноза залежей углеводородов в качестве диагностического признака наличия резервуара, заполненного флюидом, используется аномальное уменьшение энергии зеркальных отражений на высоких частотах рабочего интервала сейсморазведки за счет повышенного поглощения и рассеивания, что должно проявляться в аномальном снижении амплитуд отраженных волн, повышении значения параметра затухания и наличии анизотропии. Здесь наряду с тем, что уже было сказано о поглощении в горных породах, необходимо отметить следующее.

1. Согласно результатам полевых и лабораторных измерений коэффициент поглощения продольных волн связан с частотой прямой линейной зависимостью. Влияние локальных неоднородностей осадочных толщ как рассеивающих элементов на затухание сейсмических волн пока не изучено, но, по имеющимся оценкам, коэффициент рассеивания также связан с частотой прямой линейной зависимостью. Суммарные потери энергии за счет поглощения и рассеивания пропорциональны произведению величин, отвечающих каждому источнику потерь в отдельности [1]. Другими словами, возможность выделения аномалий волнового поля, связанных с суммарным влиянием поглощения и рассеивания, с переходом на более высокие частоты повышается.

2. Частотный анализ сейсмической записи при проведении физического моделирования и реальных стандартных сейсморазведочных работ МОГТ показывает, что, например, на территории Западно-Сибирской плиты сейсморазведка обычно работает с частотами до 100 Гц. После удаления волн-помех

наиболее устойчивые по амплитуде отражения приходятся на интервал примерно от 4 до 35 Гц, а наиболее интенсивные – от 15 до 35 Гц. При смещении на более высокие частоты устойчивость амплитуд, как и сами амплитуды, уменьшается, т. е. их доля в общем спектре мала. И чем выше частоты, тем меньший вклад в общую интенсивность волновой записи они вносят. Это хорошо видно по амплитудно-частотным спектрам на основе разложения Фурье. В результате в регистрируемом интегральном волновом поле искомые высокочастотные динамические аномалии «затушевываются» на фоне более интенсивных амплитуд средних частот.

Следует предполагать, что переход к анализу частотно-зависимых эффектов динамики волнового поля может предоставить исследователям гораздо большие возможности для выделения характерных динамических аномалий, связанных с неоднородностями в строении разреза, чем при работе с интегральным волновым полем в целом. Но для успешного изучения частотно-зависимых эффектов динамики волнового поля требуется соответствующий «тонкий» инструмент. Использовать для этих целей широко применяемое в сейсморазведке преобразование Фурье в виде полосовой фильтрации не удастся, так как в требуемых для исследования узких полосах частот происходит значительное искажение волнового поля за счет краевых эффектов. Искажения тем сильнее, чем у́же выбранный интервал частот. Как альтернатива методу Фурье предлагается другой инструмент – метод Прони, основа которого состоит в описании наблюденных данных посредством представления их в виде экспоненциально-затухающих гармоник [9].

Разложение Прони является давно известной процедурой, которая используется в различных сферах науки. Применительно к сейсмическим данным рассматривается версия Г. М. Митрофанова (Институт геофизики СО РАН) [10, 12], первые данные о которой опубликованы в конце 1990-х гг. [15]. В дальнейшем использование возможностей разложения и фильтрации Прони в практике производственных работ дало возможность сформировать технологию Прони-фильтрации, позволяющую проводить прогноз залежей углеводородов. В статье Г. М. Митрофанова и В. И. Прийменко [10] приведена полная библиография работ на эту тему до 2011 г.

Пример использования технологии Прони-фильтрации

Приведем пример удачного прогноза залежей УВ в сложных неантиклинальных ловушках с помощью технологии Прони-фильтрации и открытия в результате ряда нефтяных месторождений. В частности, пример показывает, что на изученных сейсморазведкой площадях могут быть пропущенные нефтегазоносные объекты, особенно неструктурного типа, так как подобные образования имеют мало геолого-геофизических диагностических признаков и достаточно сложно выявляются, в том числе и через волновое поле.

В 1999–2000 гг. ОАО «Центральная геофизическая экспедиция» выполнила поисковые сейсморазведочные работы МОГТ 2D на Пограничном лицензионном участке в северной части Уватского района Тюменской области (Западная Сибирь). Ранее бурение здесь не проводилось. По результатам работ были построены структурные карты и по структурному, динамическому и сейсмостратиграфическому анализу выделены нефтегазоперспективные объекты, одним из которых была Южно-Вареягская структурная ловушка (рис. 1, а). Пробуренные затем скважины ЮВ4 и ЮВ13 в пределах этой локальной структуры вскрыли нефтяную залежь в пластах $ЮС_{2–3}$ (верхняя часть тюменской свиты, малышевский горизонт). Дебит составил 15,28 и 7,5 м^3/сут соответственно. Проведенные в 2002–2003 гг. сейсморазведочные работы позволили сгустить сеть ранее отработанных профилей. Интерпретация новых, переинтерпретация старых сейсморазведочных данных и увязка их с данными глубокого бурения показали, что Южно-Вареягская структурная ловушка, оконтуренная ранее практически по одному профилю, появилась на карте из-за недоучета влияния

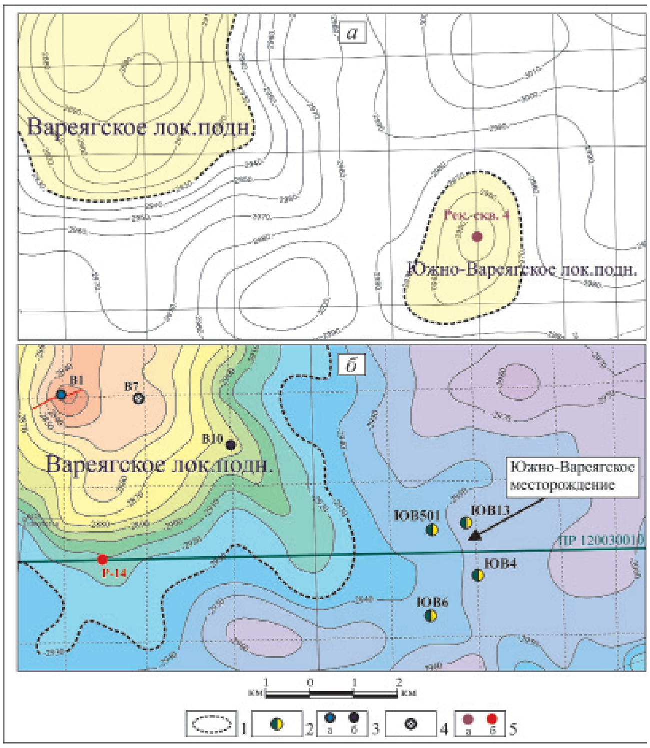


Рис. 1. Структурные карты по отражающему горизонту $Т_{Ю2}$, построенные по результатам сейсморазведочных работ, проведенных ОАО «ЦГЭ» в полевой сезон 1999–2000 гг. (а) и 2002–2003 гг. (б)

1 – контур локального поднятия; пробуренные глубокие скважины, при испытании которых получен приток: 2 – нефти из пластов $Ю_{2–3}$, 3 – воды из пласта $Ю_2$ + отложений абалакской свиты (а) или пластов $Ю_{2–3}$ (б); 4 – испытания не проводились; 5 – рекомендуемая скважина на основании структурных построений (а) и результатов использования технологии Прони-фильтрации (б)

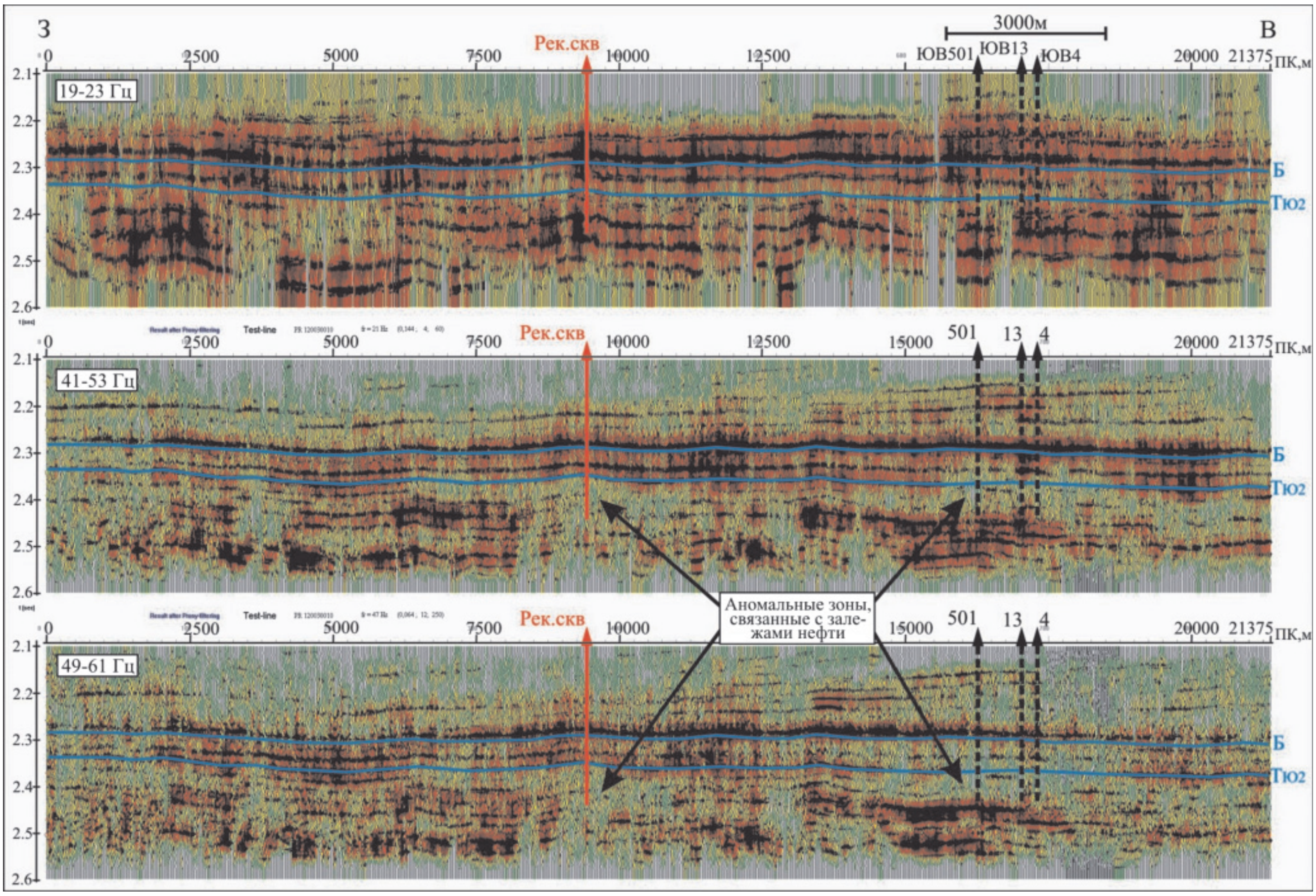


Рис. 2. Временны́е разрезы в модификации Прони по ПР 120030010 в указанных частотных диапазонах

ВЧР. Притоки нефти получены из ловушки углеводородов неструктурного типа (см. рис. 1, б).

Перед специалистами ЦГЭ встала задача найти методику выявления подобных залежей углеводородов по данным сейсморазведки и использовать ее в дальнейшем для изучения прилегающих территорий, поскольку сейсморазведочные работы на них продолжались. Но любые попытки выделения каких-либо признаков обнаруженной нефтяной залежи в интегральном волновом поле, оказывались неудачными. И только при привлечении специалистов Института геофизики СО РАН и проведении частотно-зависимого анализа интегрального волнового поля по разработанной ими технологии Прони-фильтрации удалось определить однозначную реакцию динамики волнового поля на нефтяную залежь.

На рис. 2 в различных частотных диапазонах показан временной разрез МОГТ в модификации Прони-фильтрации по широтному профилю 120030010, секущему Южно-Вареягское месторождение (см. рис. 1, б). Видно, что в диапазоне частот 41–53 Гц неантиклинальная залежь углеводородов в районе глубоких скважин проявляется в волновом поле в виде локальной динамической аномалии на уровне отражающего горизонта $Т_{Ю2}$. Следует отметить, что временной разрез в модификации Прони-фильтрации представляет собой наложение параметра затухания гармоник, определенного в процессе проведения разложения Прони, на временно́й разрез амплитуд после этой процедуры. В подобном отображении волнового поля на временно́м разрезе выделенная динамическая аномалия представляет собой светлую зону в форме антиклинальной складки и характеризуется пониженными значениями амплитуд и повышенными значениями их затухания. В диапазоне частот 19–23 Гц каких-либо признаков наличия динамической аномалии нет. На более высоких частотах (49–61 Гц) локализация динамической аномалии теряется, хотя зона пониженных значений амплитуд и повышенных значений затухания остается. Этот признак, в частности, можно считать диагностическим в прогнозе нефтяной залежи по временны́м разрезам модификации Прони. Местоположение наиболее приподнятых участков аномалии позволяет предполагать, что скважины следовало бы пробурить на 700 м правее или левее.

Проведенные исследования керна из этих скважин показали, что продуктивные пласты $ЮС_{2–3}$ представлены полимиктовыми алеврито-песчаными породами достаточно плохой выраженности. Значения открытой пористости пород варьируют от 7,9 до 14 %, проницаемости – от 0,14 до 10,66 мД (данные Л. М. Дорогиницкой и З. Я. Сердюк). Повышенные значения проницаемости в основном приурочены к породам с пониженной пористостью. Визуально и микроскопически породы этих пластов осложнены многочисленными трещинами разных размеров и генераций. Тип коллектора определен как порово-трещинный (трещинно-поровый). В дальнейшем проведенные работы по гидроразрыву в одной из скважин увеличили дебит притока нефти до 64 м^3/сут.

Таким образом, можно констатировать, что Южно-Вареягское месторождение было открыто случайно, и если бы не сложившиеся обстоятельства, то залежь была бы пропущена, так как не было бы никаких оснований бурить скважины ЮВ4 и ЮВ13. Лабораторные исследования керна позволили предположить, что нефтяная залежь связана с локальной зоной развития трещиноватости.

Полученный опыт в частотно-зависимом анализе интегрального волнового поля, осуществляемый с помощью технологии Прони-фильтрации, дал возможность дополнительно целенаправленно обработать и интерпретировать полученный сейсморазведочный материал по исследуемой и сопредельным территориям. Это позволило выявить в волновом поле подобные частотно-зависимые динамические аномалии и прогнозировать местоположение новых залежей углеводородов в неантиклинальных ловушках. Подобных перспективных зон оказалось достаточно много, но не все они были разбурены. Так, в 8 км западнее пробуренных скважин ЮВ3 и ЮВ14 на временных разрезах в модификации Прони в частотных диапазонах 41–53 и 49–61 Гц (см. рис. 2) отмечается еще одна интересная с точки зрения прогноза нефтяной залежи зона, которая представляет собой динамическую аномалию, характеризующуюся пониженными значениями амплитуд и повышенными – затухания. В отличие от рассмотренной ранее, она имеет столбчатую субвертикальную форму. По-видимому, эта зона связана с трещинным коллектором, сформировавшимся в результате воздействия субвертикальных дизъюнктивных нарушений. Для вскрытия предполагаемого объекта нефтегазоносности, связанного с этой аномалией, рекомендуется пробурить скважину. Подобные перспективные зоны были разбурены восточнее на сопредельном Комарином лицензионном участке, северная часть которого показана на рис. 3 (скважины СК98, СК110, СК115).

В пределах приведенного на рис. 3 участка находится Комариная впадина, расположенная между Комариным и Вареягским локальными поднятиями, которые являются местными источниками сноса. Так, мощности пластов Ю$_{2–4}$ максимальны во впадинах (до 120 м), на сводах локальных поднятий они сокращаются (до 80–90 м). Кроме того, во впадине отмечается повышенная мощность потенциальной нефтематеринской толщи – тогурской пачки (до 20 м). На основе комплексного анализа сейсмических, литолого-петрографических и геохимических данных глубокого бурения предполагается, что депрессионные зоны, примыкающие к склонам локальных поднятий представляют наибольший нефтепоисковый интерес [14].

Район скв. СК98. Вскрыта нефтяная залежь структурно-литологического типа в пласте Ю$_2$. Для пластов Ю$_{2–3}$ (верхи тюменской свиты, малышевский горизонт) в скв. СК98 значения открытой пористости, определенные по ГИС, изменяются от 11,4 до 20,1 %; проницаемости – от 0,3 до 9,48 мД, в отдельных прослоях – до 26,14 мД. При испытании получен приток нефти дебитом 3,2 м^3/сут при депрессии 6,92 МПа.

Этот район характеризуют фрагменты временны́х разрезов в модификации Прони по субширотному профилю 120050260 и субмеридиональному 120050320 (рис. 3). В районе скважины отмечается локальная динамическая аномалия пониженных значений амплитуд и повышенных – затухания. Относительно субмеридионального профиля 120050320 скважина незначительно смещена на запад и расположена с самого края наиболее приподнятой части обширной аномалии, охватывающей практически все отложения тюменской свиты. Возможно, здесь на динамику волнового поля оказал частичное влияние неполный учет воздействия верхней части разреза. Но присутствие локальной аномалии не вызывает сомнения. На субширотном профиле 120050260 аномалия менее выразительна и значительно меньше по размерам. Возможно, это проявление анизотропии исследуемого интервала разреза из-за наличия субширотно ориентированной трещиноватости. Кроме локальной динамической аномалии в районе скв. СК98 на этом профиле проявляются еще несколько аналогичных незначительных по размеру динамических аномалий, которые также могут быть связаны с нефтяными залежами в пределах пластов Ю$_{2–4}$.

Район скважин СК110, СК200, СК201. Для пласта Ю$_4$ значение открытой пористости, определенное по ГИС в скв. СК110, составляет 8,9–11,1 %, проницаемости – 0,1–0,5 мД. В скв. СК110 вскрыта нефтяная залежь структурно-литологического типа в пласте Ю$_{3–4}$. Коллектор порово-трещинный. При испытании интервала этого пласта получен приток нефти дебитом 3,2 м^3/сут, после проведения ГРП получен фонтан нефти дебитом 61,6 м^3/сут на шайбе 10 мм.

В скважинах СК200 и СК201 нефтяная залежь литологического типа вскрыта в пластах Ю$_3$ и Ю$_4$ при испытании получены притоки нефти около 3,3 м^3/сут.

Этот район характеризуется фрагментом временного разреза в модификации Прони по профилю 120050290 (см. рис. 3). В районе скв. СК110 отмечается динамическая аномалия пониженных значений амплитуд и повышенных – затухания столбчатого типа. Скважины СК200 и СК201 смещены относительно профиля на восток, но проецируются на эту же аномалию. Севернее проявляется еще одна хорошо выраженная аномалия, которая, возможно, связана с нефтеносным объектом, вскрытым скважинами ЮВ4 и ЮВ13.

Район скв. СК115. Нефтяная залежь структурно-литологического типа вскрыта в пласте ЮС$_2$. Коллектор порово-трещинный, представлен шламово-

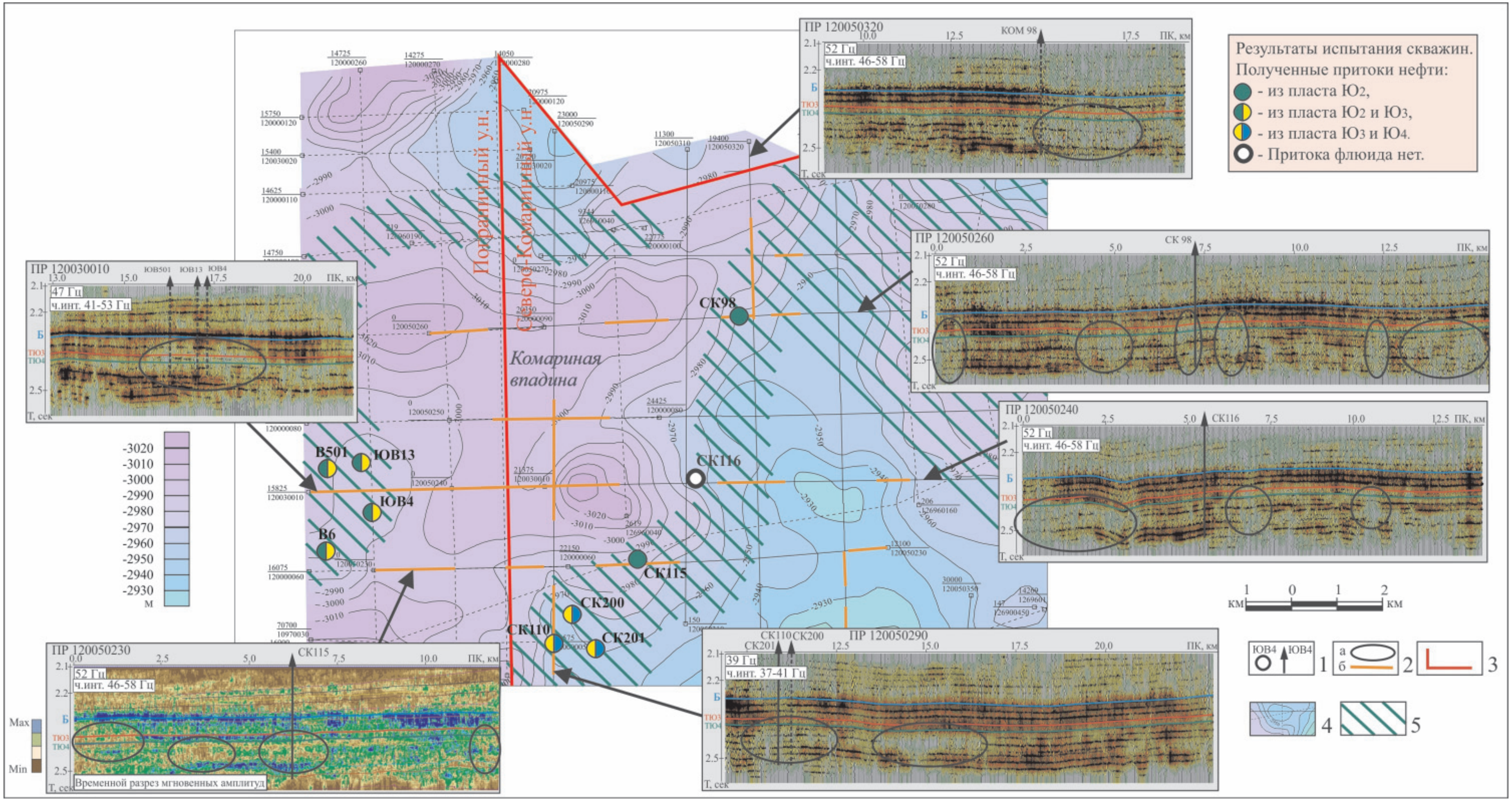


Рис. 3. Динамические особенности волновых полей временны́х разрезов Прони и мгновенных амплитуд после фильтрации Прони (восточная часть Пограничного и северная часть Северо-Комариного участков недр)

1 – глубокая скважина и ее номер; 2 – зона, перспективная на обнаружение нефтяной залежи (а) и ее проекция на линию профиля (б); 3 – граница участка недр; 4 – структурная карта по отражающему горизонту $T_{Ю3}$, стратиграфически привязанному к кровле пласта $Ю_3$ (верхняя часть тюменской свиты); 5 – зона, перспективная на обнаружение залежей углеводородов в пластах $Ю_{2–4}$, определенная на основе комплексного анализа сейсмических, литолого-петрографических и геохимических данных глубокого бурения [14]

брекчиевой породой. При испытании интервала пласта при депрессии 17,68 МПа получен приток нефти 41,6 м^3/сут.

Этот район характеризует фрагмент временного разреза мгновенных амплитуд после Прони-фильтрации по профилю 120050230 (см. рис. 3). В районе скважины отмечается незначительное понижение мгновенных амплитуд ниже отражающего горизонта $Т_{Ю4}$, стратиграфически привязанного к кровле пласта $Ю_4$. Согласно литолого-фациальному анализу, эта залежь барового типа в нижней части склона подводной возвышенности (водораздела) [14]. Следует отметить, что проявление нефтяной залежи в виде динамической аномалии на временном разрезе мгновенных амплитуд слабое. Подобную визуализацию результатов Прони-разложения следует признать неудачной. Для уверенного выделения целевых динамических аномалий следует учитывать еще и степень затухания сейсмического сигнала. Западнее по этому профилю выделяются две более хорошо выраженные аномалии с пониженными значениями мгновенных амплитуд. Они расположены на разных уровнях относительно целевых горизонтов и, скорее всего, не связаны между собой.

Район скв. 116. При испытании целевого интервала разреза притока флюидов не получено. Район скважины характеризуется фрагментом временного разреза Прони по профилю 120050240 в интервале частот 46–58 Гц. Ствол скважины прошел через интенсивные отражения, что говорит о наличии здесь плотных отложений без наличия признаков каких-либо коллекторов.

Интересным представляется сравнение временных разрезов в модификации Прони и после полосовой фильтрации в диапазоне частот 41–53 Гц, что показано на рис. 4 на примере субширотного профиля 120030010, секущего Южно-Вареягское месторождение. Целевая динамическая аномалия, проявляющаяся на временно́м разре-

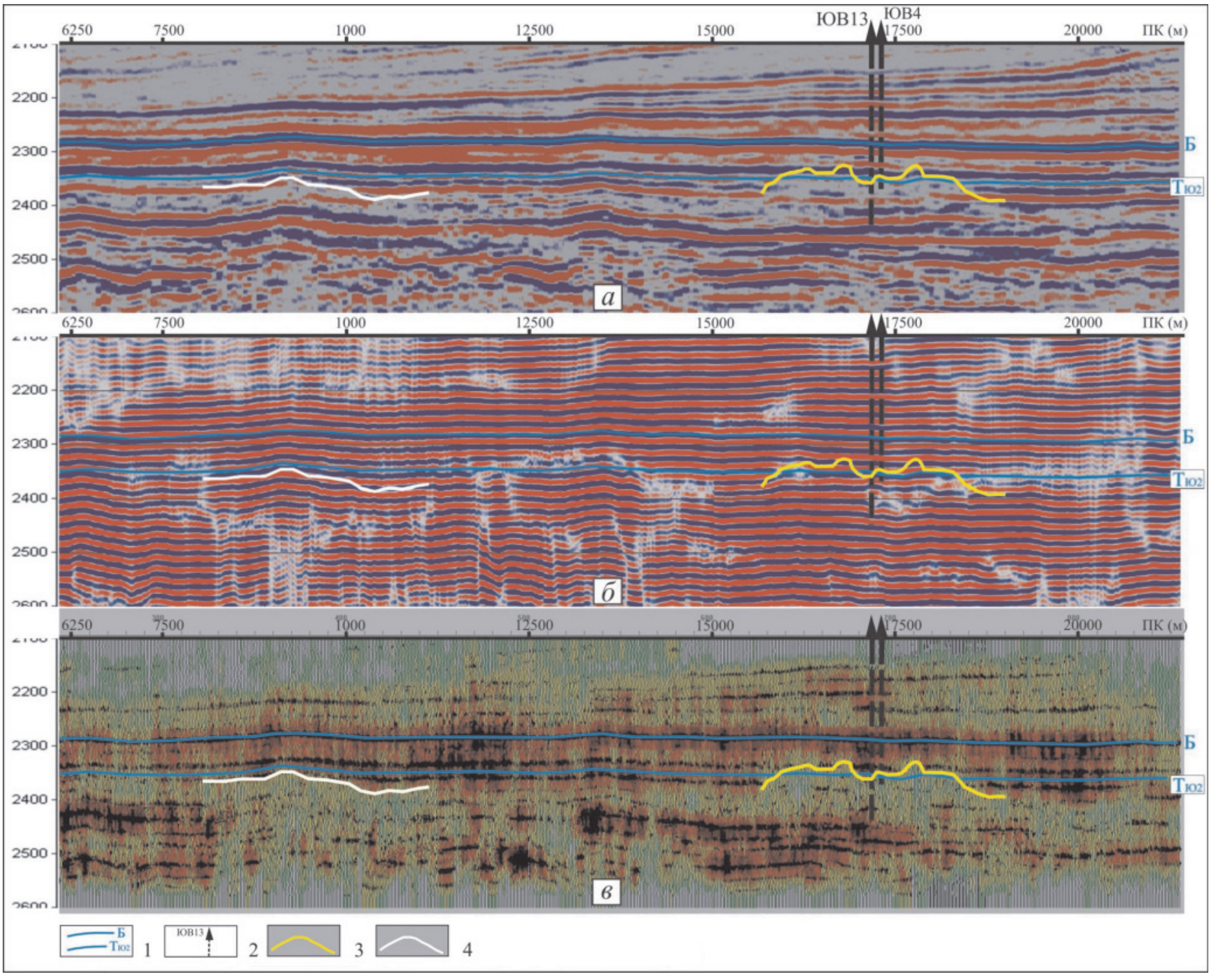


Рис. 4. Сравнение фрагмента временного разреза по ПР 120030010: исходного (а), после полосовой фильтрации в диапазоне частот 41–53 Гц (б), в модификации Прони в диапазоне частот 41–53 Гц (в)

1 – отражающие горизонты, стратиграфически привязанные к кровле баженовской свиты (Б) и кровле песчаного пласта $Ю_2$ ($Т_{Ю2}$); 2 – глубокая скважина; 3–4 – предполагаемые верхние границы нефтеносных объектов, определенные по временно́му разрезу в модификации Прони

зе в модификации Прони в районе скважин ЮВ4 и ЮВ13, ограничена сверху желтой линией, которую можно рассматривать как верхнюю границу объекта нефтеносности. Размер его по профилю около 3000 м. Вторая динамическая аномалия расположена левее по профилю и ограничена сверху белой линией. Положение линий контуров вынесены и на другие два типа временны́х разрезов для сравнения.

На разрезе с полосовой фильтрацией (см. рис. 4, б) в районе скважин также отмечается зона незначительного понижения амплитуды. Но эта зона значительно меньшего размера, и ее верхняя граница не совпадает с желтой линией и находится ниже. Делать прогноз по временному разрезу после полосовой фильтрации нецелесообразно.

Выводы

Ловушки углеводородов неструктурного типа давно выделяются и изучаются геологами всего мира. Они играют все более существенную роль в общем объеме запасов углеводородов. Но их обнаружение крайне затруднено, поэтому в практических исследованиях разрабатываются новые способы выявления таких объектов. Подобное происходит и в сейсморазведке при анализе особенностей волнового поля. Одним из возможных методов является Прони-фильтрация, основанная на разложении Прони. Она позволяет выделять локальные частотно-зависимые аномалии пониженных значений амплитуд и повышенных значений затухания в преобразованном наблюдаемом волновом поле и на основе этого прогнозировать нефтегазоносные объекты вне зависимости от типа их сложности, определять наиболее перспективные точки заложения глубоких скважин. Как будет показано на реальных данных в следующей работе, посвященной технологии Прони-фильтрации, существуют устойчивые корреляционные связи между результатами поверхностной сейсморазведки и объектами, вскрытыми скважинами глубокого бурения, которые представляют собой резервуары с различными типами флюидов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Авербух А. Г.** Изучение состава и свойств горных пород при сейсморазведке. – М.: Недра, 1982. – 232 с.

2. **Бурцев М. И.** Поиски и разведка месторождений нефти и газа. – М.: Российский университет дружбы народов, 2006. – 263 с.

3. **Гик Л. Д.** Способ прогнозирования типа флюидонасыщения геологического разреза: патент на изобретение РФ № RU2101732C1. Заявл. 07.18.1995. Опубл. 27.08.1997. – Точка доступа: https://patents.s3.yandex.net/RU2101732C1_19980110.pdf.

4. **Голф-Рахт Т. Д.** Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. – М.: Недра, 1986. – 608 с.

5. **Горбатова В. П.** О поглощающих свойствах неконсолидированных и слабосцементированных двухфазных сред // Прикладная геофизика. – 1969. – Вып. 56. – С. 99–111.

6. **Дорофеева Т. В.** Тектоническая трещиноватость горных пород и условия формирования трещинных коллекторов нефти и газа. – Л.: Недра, 1986. – 224 с.

7. **Кащеев Д. Е., Кирнос Д. Г.** Использование имитационного аннилинга для инверсии данных сейсморазведки // Геофизика. – 2002. – Спецвыпуск. – С. 75–79.

8. **Козлов Е. А.** Модели среды в разведочной сейсмологии. – Тверь: ГЕРС, 2006. – 480 с.

9. **Марпл С. Л.** Цифровой спектральный анализ и его приложения – М.: Мир, 1990. – 584 с.

10. **Митрофанов Г. М., Прийменко В. И.** Основы и приложения метода Прони-фильтрации // Технология сейсморазведки. – 2011. – № 3. – С. 93–108.

11. **Мушин И. А., Белоусов Г. А., Городков А. Б.** СВАН-сейсморазведка (Спектрально-временной анализ в технологиях сейсморазведки) // Геофизика. – 2005. – № 5. – С. 3–9.

12. **Разложение** и фильтрация Прони / Г. М. Митрофанов, С. Н. Смолин, Ю. А. Орлов, В. Н. Беспечный // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2020. – № 2. – С. 55–67.

13. **Способ** сейсмической разведки горных пород / Б. П. Дьяконов, О. Л. Кузнецов, Ю. Г. Раевский и др.: патент на изобретение РФ № RU2008697C1. – Заявл. 22.04.1991. Опубл. 28.02.1994. – Точка доступа: https://patents.s3.yandex.net/RU2008697C1_19940228.pdf.

14. **Таффарель Е. С., Предтеченская Е. А., Сердюк З. Я.** Прогноз нефтегазоносности алеврито-песчаных пластов $Ю_{2–4}$ Иртыш-Демьянского междуречья на основе комплексного анализа геолого-геофизических и литолого-петрофизических данных // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2019. – № 4. – С. 37–58.

15. **Mitrofanov G.M. Zhan Z., Cai J.** Using of the Proni transform in processing of Chinese seismic data. *Proceedings, 68th SEG Meeting*, New Orlean, USA, 1998, pp. 1157–1159.

16. **Rüger A.** Reflection coefficients and azimuthal AVO analysis in anisotropic media. – Tulsa: Society of Exploration Geophysics (Geophysical monograph series), 2002. – 185 p.

17. **Wang Y. A.** Stable and efficient approach of inverse Q filtering // Geophysics. – 2002. – Vol. 67, no. 2. – P. 557–663.

REFERENCES

1. Averbukh A.G. *Izucheniye sostava i svoystv gornykh porod pri seysmorazvedke* [Study of the composition and properties of rocks using. seismic exploration]. Moscow. Nedra Publ., 1982. 232 p. (In Russ.).

2. Burtsev M.I. *Poiski i razvedka mestorozhdeniy nefti i gaza* [Search and exploration of oil and gas

fields]. Moscow, RUDN University Publ., 2006. 263 p. (In Russ.).

3. Gik L.D. *Sposob prognozirovaniya tipa flyuidonasyshcheniya geologicheskogo razreza. Patent na izobreteniye RF № 2101732* [Method for predicting the type of fluid saturation of geological section. Patent of invention of RF no. 2101732] . Available at: https://patents.s3.yandex.net/RU2101732C1_19980110.pdf. (In Russ.)

4. Golf-Rakht T.D. *Osnovy neftepromyslovoy geologii i razrabotki treshchinovtykh kollektorov* [Fundamentals of oilfield geology and development of fractured reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 608 p. (In Russ.).

5. Gorbatova V.P. [On adsorbing properties of incoherent and semi-consolidated biphasic mediums]. *Prikladnaya geofizika*, 1969, vol. 56, pp. 99–111. (In Russ.).

6. Dorofeeva T.V. *Tektonicheskaya treshchinovatost gornykh porod i usloviya formirovaniya treshchinnykh kollektorov nefti i gaza* [Tectonic fracturing of rocks and formation conditions of fractured oil and gas reservoirs]. Leningrad, Nedra Publ., 1986. 224 p. (In Russ.).

7. Kashcheev D.E., Kirnos D.G. [Using simulated annealing for inversion of seismic survey data]. *Geofizika*, 2002, no. S, pp. 75–79. (In Russ.).

8. Kozlov E.A. *Modeli sredy v razvedochnoy seysmologii* [Medium models in exploration seismology]. Tver, GERS Publ., 2006. 480 p. (In Russ.).

9. Marple S.L. *Tsifrovoy spektralnyy analizi ego prilozheniya* [Digital spectrum analysis and its applications]. Moscow, Mir Publ., 1990. 584 p. (In Russ.).

10. Mitrofanov G.M., Priymenko V.I. Basic and applications of the Prony filtration method. *Technologiya seysmorazvedki*, 2011, no. 3, pp. 93–108. (In Russ.).

11. Mushin G.M., Belousov G.A., Gorodkov A.B. TFSA seismic survey (Spectral time analysis in seismic survey technologies). *Geofizika – Russian geophysics journal*, 2005, no. 5, pp. 3–9. (In Russ.).

12. Mitrofanov G.M., Smolin S.N., Orlov Yu.A., Bespechnyy V.N. [Decomposition and Prony filtration]. *Geologiya i mineralno-syryevye resursy Sibiri – Geology and mineral resources of Siberia*, 2020, no. 2, pp. 55–67. (In Russ.).

13. Dyakonov B.P., Kuznetsov O.L., Raevskiy Yu.G., et al. *Sposob seysmicheskoy razvedki gornykh porod. Patent na izobreteniye RF № 2008697* [Method of seismic exploration of rocks. Patent of invention, RF, no. 2008697]. Available at: https://patents.s3.yandex.net/RU2008697C1_19940228.pdf. (In Russ.).

14. Taffarel E.S., Predtechenskaya E.A., Serdyuk Z.Ya. [Forecast of oil and gas content of $Yu_{2\text{-}4}$ silty-sandy beds of the Irtysh-Demyanka interfluve based on the complex analysis of geological-geophysical and lithologic-petrophysical data]. *Geologiya i mineralno-syryevye resursy Sibiri – Geology and mineral resources of Siberia*, 2019, no. 4, pp. 37–58 (In Russ.).

15. Mitrofanov G.M. Zhan Z., Cai J. Using of the Proni transform in processing of Chinese seismic data. *Proceedings, 68th SEG Meeting*, New Orlean, USA, 1998, pp. 1157–1159.

16. Rüger A. Reflection coefficients and azimuthal AVO analysis in anisotropic media. Tulsa, Society of Exploration Geophysics (Geophysical monograph series), 2002. 185 p.

17. Wang Y.A. Stable and efficient approach of inverse Q filtering. Geophysics, 2002, vol. 67, no. 2, pp. 557–663.

УДК 550.34+550.834.05

НОВЫЕ ПОДХОДЫ К СИНТЕЗУ АВТОМАТИЧЕСКИХ СИСТЕМ СЕЙСМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

Б. М. Шубик

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Процессы разработки месторождений углеводородов сопровождаются, как правило, повышением уровня сейсмичности, и в частности, возникновением техногенных землетрясений, других деформационных явлений, связанных с изменениями геодинамического режима. Для контроля деформационных и геодинамических процессов должна быть организована служба сейсмического мониторинга. Подобная система также необходима для анализа афтершоковой и вулканической активности. Технология мониторинга должна базироваться на использовании надежных и быстрых методов автоматического обнаружения и локализации сейсмических событий разного масштаба. Традиционные подходы к обнаружению и оценке координат эпицентров и гипоцентров основаны на анализе данных, зарегистрированных одной или несколькими одиночными сейсмическими станциями. Координаты событий оценивались в результате выделения (на фоне шума) и точного измерения времен вступления ряда специфических фаз сейсмического сигнала в каждом пункте регистрации. Существующие компьютерные методы унаследовали этот традиционный подход. Однако автоматические процедуры, основанные на подобной идеологии ручной обработки, оказываются чрезвычайно трудоемкими и малоэффективными из-за сложности построения алгоритмов, адекватных действиям опытного геофизика-интерпретатора. В статье сформулированы новые подходы к синтезу систем автоматического мониторинга, которые основаны на принципах эмиссионной томографии, использовании пространственных систем регистрации, энергетического анализа волновых полей и способах преобразования реальных волновых форм в низкочастотные модельные сигналы (так называемые фильтры-маски). Описанная система была успешно опробована в процессе обнаружения и оценки координат эпицентров и гипоцентров 19 слабых местных землетрясений в Израиле, а также карьерного взрыва.

***Ключевые слова**: локация источников, эмиссионная томография, эпицентры и гипоцентры, автоматический мониторинг, энергетический анализ, фильтры-маски.*

NEW APPROACHES TO THE SYNTHESIS OF AUTOMATIC SEISMIC MONITORING SYSTEMS

B. M. Shubik

Oil and Gas Reseach Institute RAS, Moscow, Russia

The processes of development of hydrocarbon deposits are accompanied, as a rule, by an increase in the level of seismicity and, in particular, by the occurrence of technogenic earthquakes and other deformation phenomena associated with changes in the geodynamic regime. To monitor deformation and geodynamic processes, a seismic monitoring service should be organized. A similar monitoring system is also required for the analysis of aftershock and volcanic activity. Monitoring technology should be based on the use of reliable and fast methods of automatic detection and localization of seismic events of various scales. Traditional approaches to the detection and localization of earthquake epicenters and hypocenters are based on the analysis of data recorded by one or more single seismic stations. In that case, seismic event coordinates are estimated by means of signal extraction from noise and accurately measuring arrival times of a number of specific phases of the seismic signal at each recording point. Existing computational techniques have inherited this traditional approach. However, automatic procedures based on the ideology of manual processing turn out to be extremely laborious and ineffective due to the complexity of algorithms adequate to the actions of an experienced geophysicist-interpreter. The article contains a description of new approaches to the synthesis of automatic monitoring systems, which are based on the principles of emission tomography, use of spatial registration systems, energy analysis of wave fields and methods of converting real waveforms into low-frequency model signals (so-called filter masks/templates). The monitoring system was successfully tested in the process of detecting and locating the epicenters and hypocenters of 19 weak local earthquakes in Israel, as well as a quarry explosion.

***Keywords:** localization of seismic sources, emission tomography, epicenters and hypocenters, automatic monitoring, energy analysis, filters mask.*

DOI 10.20403/2078-0575-2020-4-73-81

Проблемы обнаружения и локализации сейсмических источников разного масштаба, наряду с вопросами оценки параметров источника, относятся к основным задачам сейсмологии и сейсморазведки. Однако особенное значение эти проблемы приобретают при синтезе систем сейсмического мониторинга. Современная технология мониторинга немыслима без использования надежных и быстрых методов автоматической локации сейсмических событий во времени и пространстве.

Традиционные подходы к обнаружению и оценке координат эпицентров и гипоцентров сложились еще в период становления сейсмологической науки [10]. Эти методы основаны на анализе данных, зарегистрированных одной или несколькими одиночными сейсмическими станциями. Координаты эпицентров оценивались в результате выделения и точного измерения на фоне помех времен вступления ряда специфических фаз сейсмического сигнала в каждом пункте регистрации.

Следует отметить, что в сейсмологии и сейсморазведке все шире применяются пространственные системы регистрации (группы, сети) – своего рода распределенные сейсмические антенны. Однако в современных методах компьютерной обработки сейсмических данных при решении задач обнаружения и локализации событий практически не используются возможности многоканальной обработки. Существующие компьютерные методы унаследовали традиционный подход. Усилия исследователей были нацелены главным образом на разработку более совершенных способов обнаружения и оценки параметров фаз по каждой отдельной записи. Но автоматические процедуры, основанные на подобной идеологии ручной обработки, чрезвычайно трудоемки и малоэффективны из-за сложности построения алгоритмов, адекватных действиям опытного геофизика-интерпретатора.

Принципиальной особенностью предлагаемого метода обнаружения и оценки координат сейсмических событий является переход к многоканальной обработке данных. Несколько лет назад автором была предложена новая методика обнаружения и оценки 3D координат сейсмических источников, основанная на принципах эмиссионной томографии и использовании пространственных систем регистрации [6, 11]. В настоящей статье эти подходы описываются более детально и формулируются направления дальнейших исследований.

В тех случаях, когда событие регистрируется сейсмической группой или сетью станций, совокупность записей можно рассматривать в качестве своего рода многоканальной сейсмограммы. Такая сейсмограмма во многих отношениях подобна многоканальным сейсмограммам, регистрируемым и обрабатываемым в сейсморазведке и глубинном сейсмическом зондировании – областях науки, в которых разработан мощный аппарат оптимальной обработки многоканальных данных. Определенные аспекты этих методов могут быть развиты и для решения сейсмологических задач.

Развиваемый нами подход к проблеме локализации событий базируется на принципах многоканальной обработки сейсмограмм, зарегистрированных сейсмической группой. В статье описаны результаты использования принципов сейсмоэмиссионной томографии для пространственной и временной локализации сейсмических событий по записям нескольких станций или сейсмической группы. Суть этого подхода, впервые использованного для трехмерного картирования микросейсмической активности в высокотемпературной гидротермальной зоне на севере Исландии [2, 7], сводится к пассивному «сканированию» исследуемого объема среды зондирующим лучом, сформированным регистрирующей сейсмической группой, и оценке энергии слабого когерентного излучения из внутренних точек среды (узлов сетки опроса).

Используя данные сейсмической группы и оценивая по ним энергию волн, излучаемых различными точками исследуемого объема, мы рассчитываем трехмерные карты распределения энергии сейсмически активных объектов. Эти карты используются для обнаружения и локализации источников; для оценки энергии излучения – ранее разработанный аппарат энергоанализа [1, 3, 4].

Рассмотрим кратко основные определения и соотношения, используемые в дальнейшем.

Энергетический анализ волновых полей

Алгоритм энергоанализа основан на линейной аддитивной модели сигналов и шумов. В основе алгоритма лежит представление о многоканальной сейсмической записи как совокупности реализаций некоторого случайного процесса с неизвестными корреляционными свойствами, на которые наложены самые общие ограничения. Эта совокупность может содержать либо не содержать аддитивный регулярный сигнал конечной длительности и неизвестной формы.

Согласно этому представлению запись на p-м пункте регистрации (канале) (p = 1, 2, ..., P) имеет вид

$$f_p(t) = s(t)+n_p(t), \tag{1}$$

где $s(t)$ – сигнал, не зависящий от номера канала; $n_p(t)$ – помеха – стационарный и стационарно-связанный в интервале T_n нормальный случайный процесс.

Отношение сигнал/помеха понимается как отношение энергии сигнала к энергии помех. Так как момент регистрации сигнала неизвестен, а длительность сигнала ограничена интервалом T_s, имеет смысл определять отношение сигнал/помеха в скользящем временном окне ($t – T/2$, $t + T/2$).

Для известных сигналов и помех, заданных дискретными временными рядами, это отношение имеет вид

$$\rho(t)=\frac{E_s(t)}{E_n(t)}=\frac{\frac{1}{T_s}\sum_{\delta=-T_s/2}^{T_s/2} s^2(t+\delta)}{\frac{1}{T_n}\sum_{\delta=-T_n/2}^{T_n/2} D\left[n(t+\delta)\right]}, \tag{2}$$

где $D\left[n(t)\right]=M\left[n^2(t)\right]$ – дисперсия помехи; $E_s(t)$ – средняя энергия сигнала; $E_n(t)$ – средняя энергия помехи; T_s – интервал осреднения по сигналу; T_n – интервал осреднения по помехе.

Метод энергетического анализа волновых полей основан на раздельном вычислении оценок средних энергий сигнала $\hat{E}_s(t)$ и помехи $\hat{E}_n(t)$ в скользящем временном окне по экспериментальному материалу. Многоканальная сейсмическая запись предоставляет естественную возможность оценки указанных величин как параметров случайного процесса $f(t)$, заданного совокупностью P реализаций.

В работе [1] показано, что в случаях, когда функции автокорреляции и взаимной корреляции помех убывают по экспоненциальному закону, состоятельными и асимптотически несмещенными оценками средних значений энергии сигнала и помехи будут случайные функции вида

$$\hat{E}_s(t,T_s)=\frac{1}{P(P-1)T_s}\sum_{\delta=-T_s/2}^{T_s/2}\left[a(t+\delta)-b(t+\delta)\right]; \quad (3)$$

$$\hat{E}_n(t,T_n)=\frac{1}{P(P-1)T_n}\sum_{\delta=-T_n/2}^{T_n/2}\left[Pb(t+\delta)-a(t+\delta)\right], \quad (4)$$

где $a(t)=\left[\sum_{p=1}^{P}f_p(t+\tau_p)\right]^2$; $b(t)=\sum_{p=1}^{P}\left[f_p(t+\tau_p)\right]^2$; p = = 1, 2, ..., P – номер точки регистрации (канала); P – число каналов, по которым вычисляются оценки средних энергий; $f_p(t)$ – запись на p-й точке (канале) регистрации; τ_p – кинематическая поправка, определяемая временем подхода волны.

Оценка отношения сигнал/помеха (*SNR*) из формул (3) и (4) определяется по годографу сигнала на заданной базе из P каналов как функция времени

$$\hat{\rho}(t)=\frac{\hat{E}_s(t,T_s)}{\hat{E}_n(t,T_n)}. \quad (5)$$

Сравнительный анализ различных операторов выделения регулярных волн, применяемых в сейсморазведке [3], показал, что выражения $\hat{E}_s$ (3) и $\hat{E}_n$ (4) оператора *SNR* (5) позволяют наиболее успешно решить задачу раздельного оценивания энергии сигнала и помех.

Совокупность значений $\hat{\rho}(t)$ образует непрерывную кривую (энергограмму), и в каждый момент времени t величина $\hat{\rho}(t)$ оценивает соотношение регулярной и случайной компонент зарегистрированного волнового поля в окне $(t - T_s/2,\ t + T_s/2)$ к средней энергии помех в окне $(t - T_n/2,\ t + T_n/2)$. Вообще говоря, эти окна различны. Величина T_s должна быть согласована с ожидаемой длительностью сигнала, а величина T_n должна быть достаточна для получения устойчивых оценок энергии помех и в то же время не настолько велика, чтобы компенсировать систематические изменения уровня помех по времени.

Энергетический анализ – это анализ структуры и методика интерпретации суммарного волнового поля с помощью энергограмм. В зависимости от вида обрабатываемых данных, выбора системы годографов и размеров окон T_s и T_n, с помощью энергоанализа решались самые разнообразные задачи: обнаружение слабых сигналов, скоростной анализ, разделение волн по типам и скоростям, определение доли энергии случайного шума в энергии суммарного поля, количественная оценка эффективности различных систем регистрация и обработки, синтезирование оптимального графа обработки.

Методика мониторинга

Суть предлагаемого подхода сводится к сканированию исследуемого объема среды зондирующим лучом, сформированным регистрирующей сейсмической антенной, и сравнительной оценке энергии излучения из внутренних точек среды. Эта процедура аналогична отысканию «яркого пятна» космическим радиотелескопом с фазируемыми элементами.

Исследуемый объем среды мы покрываем двумерной или трехмерной сеткой опроса, которая задается координатами узловых точек, и вычисляем трехмерную *SNR*-карту, т. е. набор оценок энергии излучения из заданного множества узлов сетки.

Пусть в узле X_i, Y_j, Z_k сетки опроса генерируется сигнал $s_{ijk}(t)$. Этот сигнал принимается всеми P геофонами (p = 1, 2, ..., P) на фоне аддитивного шума $n_p(t)$:

$$f_p(t)=\alpha_{ijk}^{p}s_{ijk}\left(t-\tau_{ijk}^{p}\right)+n_p(t),$$

где p = 1, 2, ..., P – номер геофона приемной сейсмической антенны; $f_p(t)$ – сейсмический сигнал, зарегистрированный p-м геофоном; t – время в точке приема; $s_{ijk}\left(t-\tau_{ijk}^{p}\right)$ – сигнал, исходящий из элементарного объема вблизи опрашиваемого узла сетки с координатами X_i, Y_j, Z_k; i, j, k – номер данного узла сетки $\{i = 1, 2, ..., I; j = 1, 2, ..., J; k = 1, 2, ..., K\}$; α_{ijk}^{p} – амплитудный коэффициент, определяемый расхождением фронта волны и углом подхода луча; τ_{ijk}^{p} – задержка, определяемая временем пробега сигнала из данного (i, j, k) узла к p-му геофону; n_p – суммарная аддитивная помеха, включающая некогерентный поверхностный шум и сигналы посторонних по отношению к данному узлу источников.

Введение кинематических поправок τ_{ijk}^{p} обеспечивает последовательную фокусировку сейсмической антенны на узлах сетки опроса. Кинематические поправки вычисляются на основе априорной скоростной модели слоистой среды для выбранных типов волн. Размер временного окна T_s определяется эффективной длительностью полезного сигнала, а размер окна T_n должен быть достаточен для получения устойчивых оценок энергии помех.

Описанные выше оценки отношения сигнал/помеха (5) очень чувствительны к присутствию когерентных компонент в волновом поле многоканальной сейсмограммы. Если координаты данного узла совпадают или наиболее близки к координатам реального источника излучения, то отношение сигнал/помеха, вычисленное для данной точки, будет превышать значения *SNR* для соседних точек.

Совокупность вычисленных таким образом оценок отношения сигнал/помеха для всех узлов образует трехмерную *SNR*-карту, которая отражает пространственное распределение энергии излучения источников в исследуемой среде и используется для обнаружения и оценки координат источников.

Ранее мы с успехом использовали идею сканирования среды зондирующим лучом, сформированным регистрирующей сейсмической антенной, для решения эмиссионно-томографических задач пассивной сейсмики. Впервые эти исследования были нацелены на 3D картирование гидротермальных зон на севере Исландии и сейсмоактивных областей путем анализа поля микросейсм [2, 6–8].

Области повышенной микросейсмической активности, для картирования которых использовался метод, могут рассматриваться в качестве адекватных моделей участков земной коры большего масштаба, в которых действуют активные очаги, излучающие сейсмическую энергию.

Вопросы практической реализации метода сканирования

Потенциально метод сканирования среды лучом сейсмической антенны может оказаться эффективным средством оперативного обнаружения и оценки координат эпицентров, гипоцентров и других параметров сейсмических очагов. Однако формы практической реализации этого подхода будут существенно различаться в зависимости от соотношения эпицентрального расстояния и размеров регистрирующей группы. При анализе данных компактной группы можно рассчитывать на сохранение в определенной полосе частот корреляционных связей между записями сейсмических событий на разных станциях группы [8]. В такой ситуации при расчете экспериментальных оценок отношения сигнал/помеха может оказаться эффективным метод когерентного анализа. Однако при обработке данных сейсмической сети большего масштаба, когда зарегистрированные сигналы плохо коррелированы, когерентный анализ неприемлем, поскольку оценки сигнал/помеха в этом случае неэффективны. Поэтому мы используем ранее разработанную идею замены реальных волновых форм на некоторые модельные сигналы с помощью так называемого одноканального фильтра-маски [5].

Вид преобразования определяется характером данных. Например, для решения сейсмологических задач можно выбрать одноканальную процедуру STA/LTA (соотношение энергий записи в соосных окнах малой и большой длительности). В других случаях можно ограничиться вычислением амплитудной огибающей или огибающей квадрата записи, выходных сигналов соответствующих детекторов (поляризационного, спектрального, амплитудного и т. д.). Такая постановка основана на предположении о том, что во многих задачах сейсмики для структурных построений достаточно получить информацию о временах пробега волн. Эти вопросы решаются экспериментальным подбором соответствующего детектора.

В процессе сканирования среды по координатам узлов сетки опроса мы рассчитываем по преобразованным сейсмическим записям двух- или трехмерные *SNR*-карты, т. е. набор значений *SNR* для всех узлов заданной сетки опроса. Такая *SNR*-карта отражает картину пространственного распределения сейсмических источников в исследуемой области. Решение об обнаружении события принимается на основании сопоставления максимального значения *SNR* и оценки дисперсии *SNR*-карты.

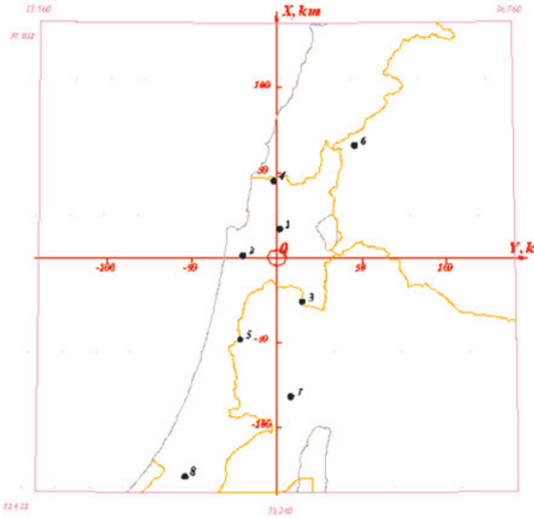
В рамках данного подхода была разработана высокоэффективная схема сканирования реальной среды. Время обработки данных регионального события, записанного на 10–20 сейсмических станциях с частотой дискретизации 50 Гц (примерно 50 000 отсчетов для 10 станций) и сетке сканирования, включающей около 30 000 узлов (для 10 уровней по глубине), не превышает 20 с.

Разработанный робастный подход, в отличие от традиционных методов оценки координат эпицентров и гипоцентров, может стать основой технологий полностью автоматической массовой обработки данных сейсмических сетей и групп в режиме реального времени.

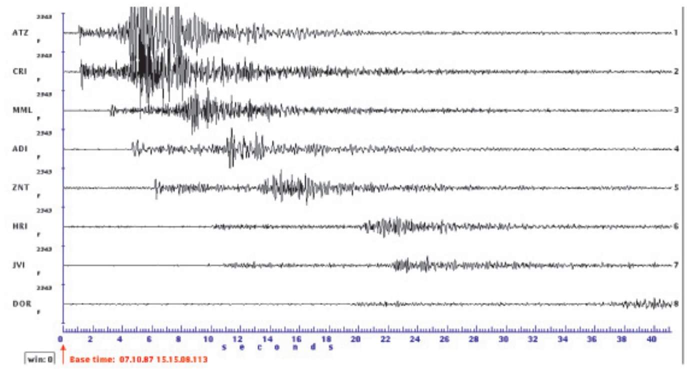
Для оценки помехоустойчивости, разрешающей способности, требований к каналам регистрации и параметрам обработки была разработана система численного моделирования, учитывающая реальные условия. Программа моделирования синтезирует совокупность сигналов в заданных точках регистрации от заданных глубинных источников в слоистой среде и сложное поле помех, включающее некоррелированный поверхностный шум и коррелированные компоненты от источников, расположенных вне исследуемого объема. Синтезированная сейсмограмма подвергается обработке описанным способом. Для имевшихся сейсмических записей землетрясений (отношение сигнал/помеха больше 2, фильтр STA/LTA и простая модель среды) программа моделирования помогла мне убедиться в работоспособности алгоритма и увидеть, что разрешающая способность локации составляет примерно 5 км. Это значение было использовано для задания шага сетки опроса при обработке реальных данных.

Результаты опробования

На этапе опробования мы использовали метод сканирования среды лучом сейсмической группы для оценки координат эпицентров и гипоцентров 19 слабых местных землетрясений, зарегистрированных региональной сейсмической сетью Израиля, а также карьерного взрыва по записям сейсмических станций Сейсмологического института Финляндии. В процессе обнаружения и локации слабых местных землетрясений анализировался объем среды размеа



б



в

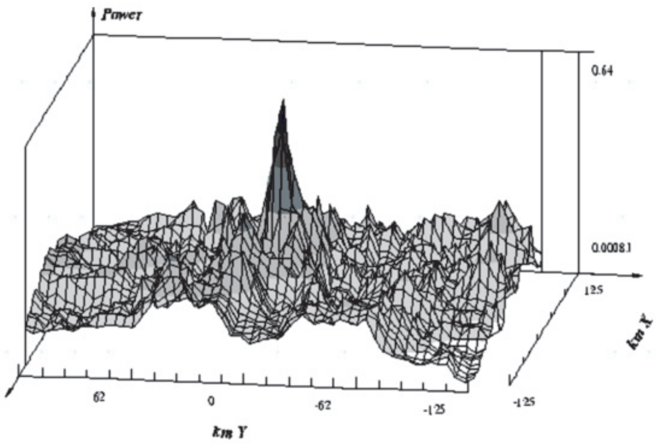
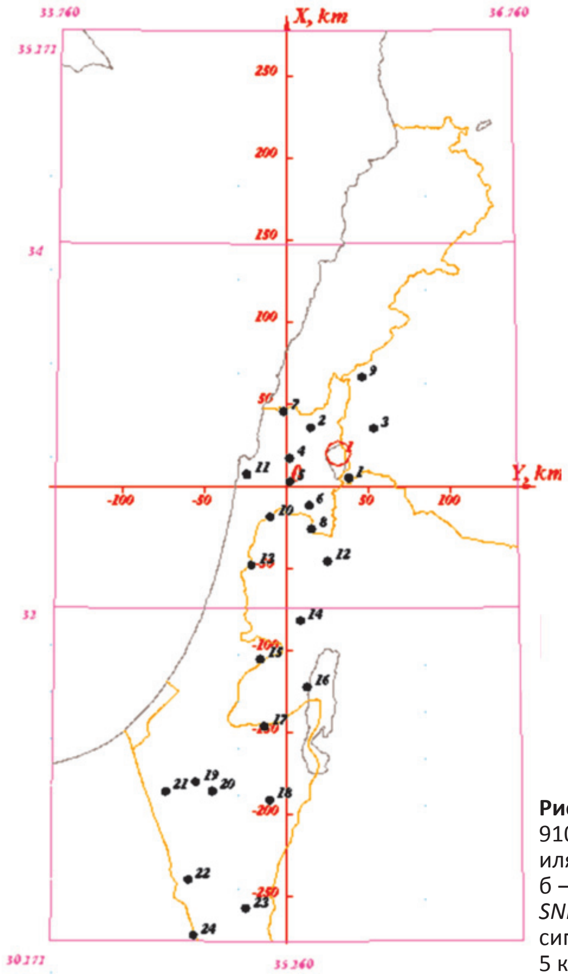
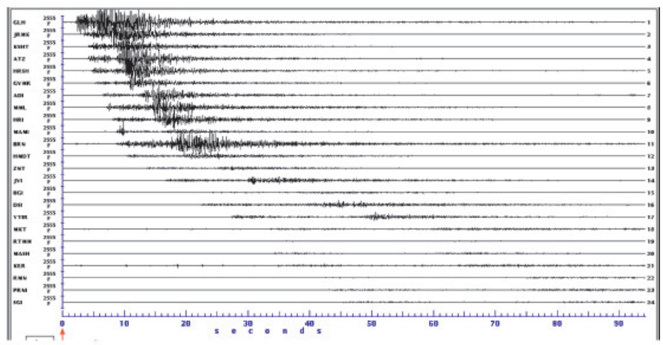


Рис. 1. Пример локализации эпицентра слабого землетрясения 8710071514 по данным 8 станций сейсмологической сети Израиля: а –размещение восьми сейсмических станций локальной сети; б – 8-канальная сейсмограмма землетрясения; в – *SNR*-карта пространственного распределения оценок отношения сигнал помеха, рассчитанных для площадки 255×255 км с шагом 5 км; координаты эпицентра определяются по максимуму *SNR*

а



б



в

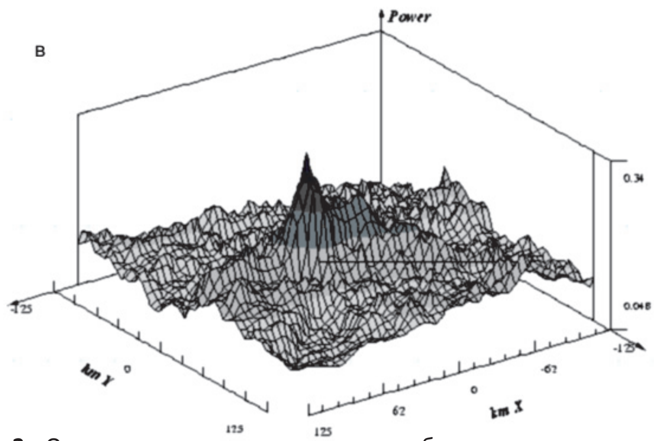


Рис. 2. Оценка координат эпицентра слабого землетрясения 9104270713 по данным 24 станций сейсмологической сети Израиля: а – размещение 24 сейсмических станций локальной сети; б – 24-канальная сейсмограмма землетрясения 9104270713; в – *SNR*-карта пространственного распределения оценок отношения сигнал помеха, рассчитанных для площадки 255×255 км с шагом 5 км; координаты эпицентра определяются по максимуму *SNR*

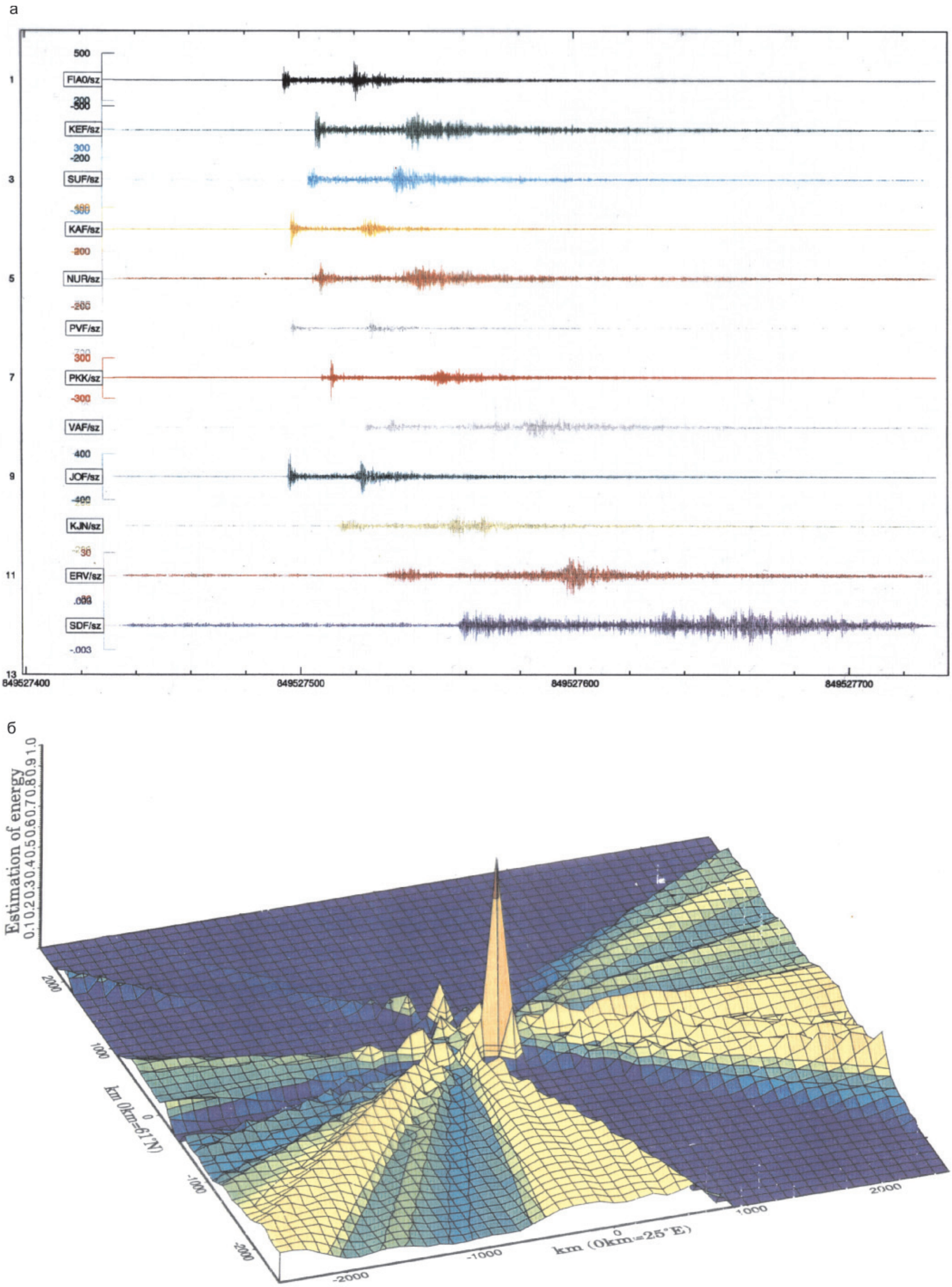


Рис. 3. Оценка координат карьерного взрыва в Карелии, зарегистрированного сейсмической группой Хельсинского университета, состоящей из 12 вертикальных геофонов: а – 12-канальная сейсмограмма взрыва; б – *SNR*-карта пространственного распределения оценок отношения сигнал/помеха, координаты пункта взрыва определяются по максимуму SNR; площадь сканирования 55×55 км с шагом 1 км

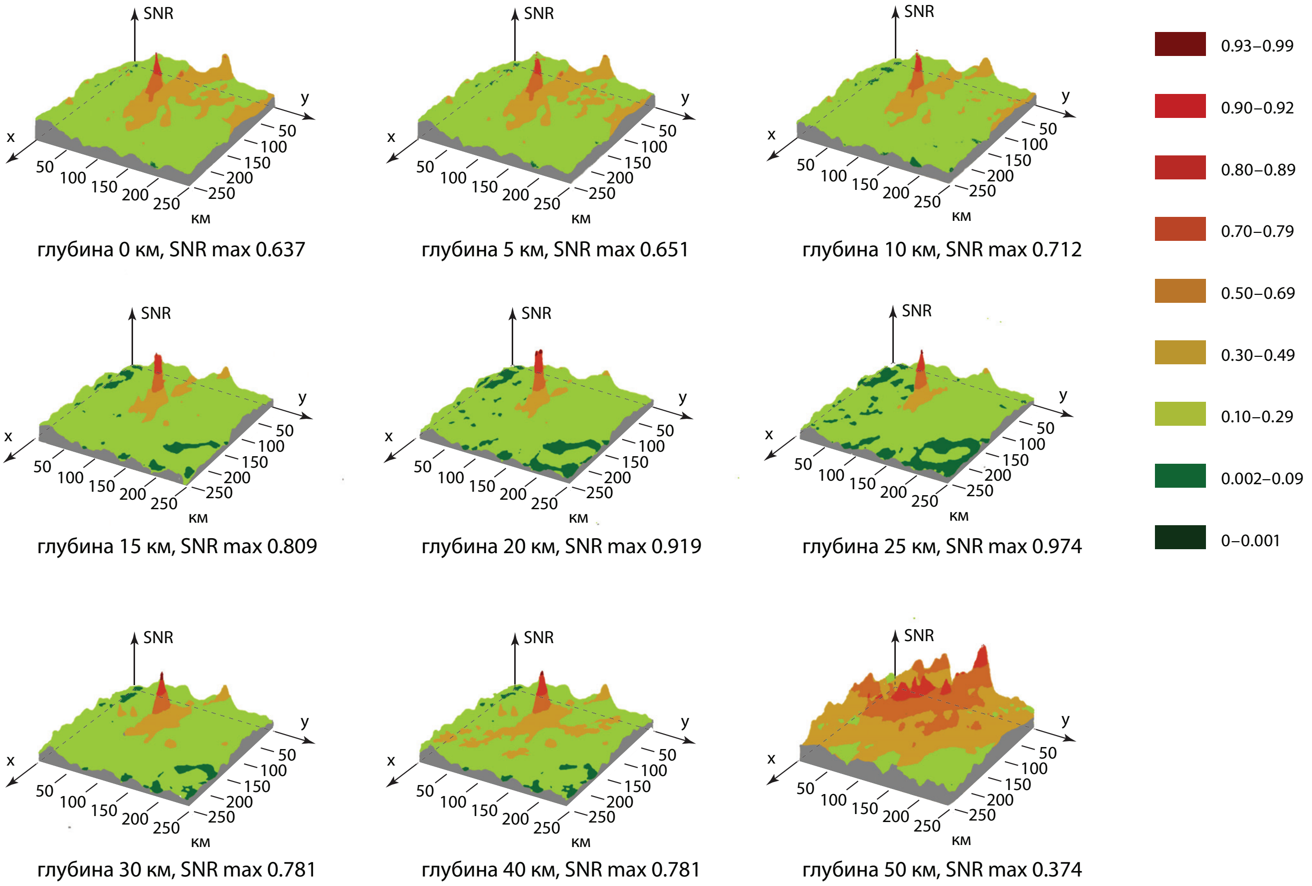


Рис. 4. Пример оценки координат эпицентра и гипоцентра слабого землетрясения 9104270713 по данным сейсмологической сети Израиля. Показан набор SNR-карт, рассчитанных по 24-канальной записи землетрясения; размер площадки сканирования 255×255 км, шаг сетки опроса 5 км. Представлены SNR-карты, рассчитанные для 9 глубин (0, 5, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50 км). Общее число узлов трехмерной сетки сканирования 23409. SNR-карты нормированы по максимуму для каждого глубинного сечения. Под каждым горизонтальным сечением приводятся глубина и численное значение максимума SNR. Максимальное значение SNR растет вплоть до глубины 25 км, которая ассоциируется с гипоцентром

ром 255×255 км, глубиной до 50 км. Шаг сетки опроса (сканирования) по площади и глубине составлял 5 км (2601 узел по каждому горизонтальному сечению, 26010 узлов для 10 уровней по глубине).

Обработка данных сводится к вычислению оценок отношения сигнал/помеха для каждого узла сетки опроса (*SNR*-карта). Координаты эпицентра определяются по максимальному значению *SNR*-карты. Момент излучения оценивается в скользящем временно́м окне для координат обнаруженных событий.

Следует иметь в виду, что зарегистрированные трассы перед окончательной обработкой должны подвергаться препроцессингу с целью удаления выбросов и других аппаратурных помех.

Некоторые результаты пробной обработки записей землетрясений и карьерного взрыва иллюстрируются рис. 1–4.

На рис. 4 следует обратить внимание на монотонное изменение характера пространственного распределения и максимального значения *SNR* с глубиной и резкое возрастание дисперсии *SNR*-карты на глубинах более 30 км. Положение гипоцентра фиксируется по абсолютному максимуму *SNR* на глубине 25 км. Расчеты проводились для простой однородной эффективной скоростной модели со скоростями волн V_p = 6,2 км/с, V_s = 3,4 км/с. Анализ результатов обработки и сравнение с данными каталога показали, что в 80 % случаев ошибка определения координат эпицентров не превышает шага сетки опроса (5 км). Возможно также, что в некоторых случаях точность локации методом сканирования превышает точность локации по каталогу.

Выводы и направления дальнейших исследований

Когда я приступил к реализации данного проекта, я полагался на свой опыт использования площадных групп для трехмерного картирования микросейсмической активности в гидротермальной зоне на севере Исландии [2, 7, 8]. Этот вид эмиссионной томографии я решил использовать для обнаружения и локации эпицентров и гипоцентров разномасштабных событий.

В данной публикации для меня важно было обнародовать именно принципы нового подхода, которые достаточно просто адаптировать для решения разнообразных конкретных задач.

Понимаю, что практическая реализация метода потребует решения частных вопросов, включая выбор одноканального фильтра маски. Такую процедуру следует применять для замены реальных волновых форм в тех случаях, когда сигналы на разных пунктах приема плохо коррелированы и, следовательно, оценки сигнал/помеха неэффективны.

Результаты исследований и обработки реальных данных позволяют сделать следующие выводы:

1. Разработан новый метод определения координат и времени возникновения сейсмических событий разного масштаба по данным сейсмических групп, основанный на использовании направленных свойств пространственной системы регистрации и принципов сканирования среды.

2. Проведено численное моделирование и массовое опробование метода по записям слабых землетрясений и карьерных взрывов. Экспериментальное опробование подтверждает работоспособность и высокую эффективность разработанного подхода.

3. Принципиальная особенность и преимущество разработанного метода состоят в естественной возможности и простоте оценки координат не только эпицентров, но и гипоцентров событий с использованием единой процедуры обработки. Таким образом, метод обеспечивает, например, различение взрывов и землетрясений.

4. В принципе, методы многоканального сканирования среды обладают, при прочих равных условиях, более высокой чувствительностью и разрешающей способностью по сравнению с традиционной одноканальной обработкой (выделение фаз) именно за счет многоканальной обработки данных (как и в других сейсморазведочных методах).

5. Разработанная методика универсальна, один и тот же подход применим к макро- и микрособытиям. Речь может идти о выборе более подходящих одноканальных детекторов – фильтров-масок, использовании более сложных скоростных моделей и разных типов волн.

6. Компьютерная технология метода сканирования обеспечивает высокое быстродействие и пригодна для построения робастных систем автоматического мониторинга, работающих в реальном времени.

7. Метод может быть использован для уточнения априорной скоростной модели среды. При этом в качестве целевой функции используется зависимость максимального значения *SNR*-карты (соответствующего координатам обнаруженного события) от выбранной скоростной модели. В статье методика оптимизации скоростной модели не описана, но для сейсморазведки это общепринятый прием – подбирать кинематику путем максимизации *SNR*. Также можно проиллюстрировать эту методику аналогичным способом, который использовался для оценки глубины гипоцентра по максимуму *SNR*.

8. Разработанный подход может быть использован как для когерентного, так и для некогерентного анализа. Во втором случае надежность обнаружения и локализации слабых событий может быть увеличена путем использования более эффективных одноканальных фильтров-масок. Волновые формы в имевшихся записях землетрясений не коррелируются от станции к станции, поэтому прямой метод оценки *SNR* неэффективен. При обработке был использован фильтр-маска типа STA/LTA для замены реальных сигналов. Этот фильтр позволил с достаточной точностью определить координаты эпицентров и гипоцентров событий.

9. Метод может оказаться важным инструментом анализа временно́й и пространственной эволюции очагов и локальной сейсмичности при мониторинге сейсмически активных зон и зон регистрации форшоков и афтершоков.

10. Эффективность и точность локации может быть повышена за счет применения априорной информации обо всех регистрируемых типах волн, которые могут быть обнаружены и использованы в процессе локации. Разработанная универсальная методика обеспечивает возможность сканирования среды с учетом волн разного типа.

11. Эти проблемы, наряду с адаптацией сформулированных подходов к условиям и требованиям конкретных задач и систем регистрации определяют направления дальнейших исследований.

Автор искренне благодарен специалистам Израильского геофизического института и Сейсмологического института Хельсинского университета за предоставление данных для обработки, а также д. ф.-м. н. А. Б. Ермакову за обсуждение и помощь в подготовке программы решения прямых задач и специалисту по компьютерной графике П. Б. Ремпелю за помощь в подготовке иллюстраций.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Кац С. А., Шубик Б. М.** Адаптивные многоканальные фильтры в сейсмических исследованиях. – М.: Наука, 1986. – 153 с.

2. **Микросейсмическая** активность в гидротермальной области / Б. М. Шубик, В. Л. Киселевич, А. В. Николаев, Л. Н. Рыкунов // Физические основы сейсмического метода. – М.: Наука, 1991. – С. 143–158.

3. **Шубик Б. М.** Многоканальная адаптивная фильтрация и энергетический анализ сейсмических волновых полей: автореф. дис. … к. ф.-м. н. – М.: ИФЗ РАН, 1980. – 21 с.

4. **Шубик Б. М.** Принципы построения самонастраивающихся процедур обработки сейсмических данных // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2011. – № 3. – С. 39–47.

5. **Шубик Б. М.** Фильтры-маски // Разведочная геофизика. – 1980. – Вып. 88. – С. 10–18.

6. **Шубик Б. М.** Эмиссионно-томографические подходы в сейсмических исследованиях // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 3 (49). – С. 46–48.

7. **Array** based seismic emission tomography / B. M. Shubik, A. V. Nikolaev, L. N. Rykounov, et al. // XXV

General Assembly ESC. – Reykjavik, Iceland, 1996. – P. 37.

8. **Gurevich V. A., Kiselevich V. L, Shubik B. M.** ASET – Array Based Seismic Emission Tomography // IRIS Newsletters. – 1994. – Vol. XIV, no. 1. – P. 10–11.

9. **Harvey D.** Correlation analysis using teleseismic events recorded by the JSP Kyrgyz Network for Crust and Upper Mantle time residuals // Proceedings of the 17th Annual seismic research symposium on monitoring of comprehensive test Ban Treaty. – University of Colorado, USA, 1995. – P. 636–646.

10. **Kennett B. L. N.** Event location and source characterization // Monitoring a comprehensive test ban treaty / E. Husebye, A. Dainty (eds.). – Dortrecht: Kluwer Academic Publishers, 1996. – P. 501–520.

10. **Shubik B. M.** Real-time automatic monitoring system // European Seismological Commission, 33rd General Assembly (ESC-12): conference Proceedings. – Moscow; Obninsk, Russia, 2012. – P. 257–258.

REFERENCES

1. Kats S.A., Shubik B.M. *Adativnye mnogokanalnye filtry v seysmmicheskikh issledovaniyakh* [Adaptive multichannel filters in seismic operations]. Moscow, Nauka Publ., 1986. 153 p. (In Russ.).

2. Shubik B.M., Kiselevich V.L., Nikolaev V.N., Rykunov L.N. [Microseismic activity in hydrothermal area]. *Fizicheskie osnovy seysmicheskogo metoda* [Physical principles of seismic method]. Moscow, Nauka Publ., 1991, pp. 143–158. (In Russ.).

3. Shubik B.M. *Mnogokanalnaya adaptivnaya filtratsiaya i energeticheskiy analiz seysicheskikh volnovykh poley. Avtoref. dis. k.f.-m.n.* [Multichannel adaptive filtration and energy analysis of seismic wave fields, Author's abstract of PhD thesis]. Moscow, Schmidt Institute of Physics of the Earth of RAS Publ., 1981. 21 p. (In Russ.).

4. Shubik B.M. [Concepts of self-adaptive procedures formation for seismic data processing]. *Geologiya i mineralno-syrevye resursy Sibiri – Geology and mineral resources of Siberia*, 2011, no. 3, pp. 39–47. (In Russ.).

5. Shubik B.M. [Mask filters]. *Razvedochnaya geofizika,* 1980, vol. 88, pp. 10–18. (In Russ.).

6. Shubik B.M. [Emission tomography principles in seismic researches]. *Ekspozitsiya Neft Gaz – Exposition Oil & Gas*, 2016, no. 3 (49), pp. 46–48. (In Russ.).

7. Gurevich V.A., Kiselevich V.L, Shubik B.M. ASET – Array Based Seismic Emission Tomography. *IRIS Newsletters*, 1994, vol. XIV, no. 1, pp. 10–11.

8. Shubik B.M., Nikolaev A.V., Rykounov L.N., et al. Array based seismic emission tomography. *XXV General Assembly ESC.* Reykjavik, Iceland, 1996, p. 37.

9. Harvey D. Correlation analysis using teleseismic events recorded by the JSP Kyrgyz Network for Crust and Upper Mantle time residuals. *Proceedings of the 17th Annual seismic research symposium on monitoring of comprehensive test Ban Treaty.* University of Colorado, USA, 1995, pp. 636–646.

10. Kennett B.L.N. Event location and source characterization. *Monitoring a comprehensive test ban treaty*. E. Husebye, A. Dainty (eds.). Dortrecht, Kluwer Academic Publishers, 1996, pp. 501–520.

10. Shubik B.M. Real-time automatic monitoring system. *European Seismological Commission, 33rd General Assembly (ESC-12): conference Proceedings*. Moscow; Obninsk, Russia, 2012. pp. 257–258.

УДК 553.3/.9.04:(550.8+33)

ЭКСПРЕСС-ПРОГНОЗ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ СТАДИЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М. Ю. Харитонова[1], Н. А. Мацко[2]

[1]Институт химии и химической технологии СО РАН, Красноярск, Россия; [2]Институт системного анализа РАН, Москва, Россия

Для ресурсов, находящихся в стадии разведки, современная классификация запасов требует определение экономической эффективности перспектив освоения. Ее расчеты базируются на сроках освоения, которые без технологических проектов и схем трудно определить из-за недостаточности исходных данных. Выделение стадий разработки при предварительной экономической оценке проводится на основе экспертных оценок без точных критериев по аналогии с разрабатываемыми месторождениями. Установлены эмпирические зависимости и показана возможность их использования для экспресс-прогноза продолжительности срока отработки месторождения (залежи), продолжительности основного периода разработки, продолжительности нарастающего этапа добычи. Зависимости позволяют в условиях ограниченности геологических данных решить задачу построения кривой добычи. Экспресс-метод может быть использован на макроуровне для разработки стратегий развития нефтегазовых районов и на микроуровне при экономической оценке перспектив освоения объектов.

Ключевые слова: *месторождения нефти, стадии разработки, извлекаемые запасы, логистическая зависимость.*

EXPRESS FORECAST OF PERIOD OF THE RESERVOIR DEVELOPMENT STAGES

M. Yu. Kharitonova[1], N. A. Matsko[2]

[1]Institute of Chemistry and Chemical Technology of SB RAS, Krasnoyarsk, Russia; [2]Institute of System Analysis of RAS, Moscow, Russia

For resources in the exploration stage, the modern “Classification of reserves” requires determining the economic efficiency of development prospects. Calculations of the development efficiency are based on the development time, which is difficult to determine without technological projects and schemes due to insufficient initial data. The identification of development stages in the preliminary economic assessment is carried out on the basis of expert appraisals without precise criteria, by analogy with the fields under development. The article establishes empirical dependencies and shows the possibility of their use for express forecast of the period for finishing work on a field (deposit), duration of the main development period, duration of the increasing production stage. Dependencies allow solving the problem of constructing a production curve in conditions of limited geological data. The express method can be used at the macro level to develop strategies for the development of oil and gas regions and at the micro level in the economic assessment of the prospects for the development of objects.

Keywords: *oil fields, development stages, recoverable reserves, logistic dependence.*

DOI 10.20403/2078-0575-2020-4-82-85

При планировании развития отрасли важно учитывать необходимые темпы воспроизводства минерально-сырьевой базы, позволяющие своевременно компенсировать производственные мощности, выбывающие вследствие истощения разведанных запасов. Информация о сроках выбытия мощностей важна, потому что поиск и разведка месторождений занимают значительное время, от открытия месторождения до его ввода в эксплуатацию проходит несколько лет. Наличие метода, позволяющего оперативно прогнозировать уровень добычи, время достижения пика и время начала снижения, является весьма актуальным.

В рыночных условиях значение экономической оценки минерального сырья становится особо важным в связи с рассмотрением месторождений (залежей) как объектов инвестирования. Роль экономических критериев закрепляется в новой Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов (НКЗ), в которой говорится, что экономическая оценка перспектив освоения запасов УВС выполняется с различной степенью детализации на каждом этапе изучения месторождений [4].

Расчет показателей эффективности для объектов, находящихся на стадии промышленного освоения, не представляет трудности, поскольку имеются в наличии рассчитанные технологические показатели и технологические схемы. При этом должны быть учтены передовой отечественный и зарубежный опыт, современные достижения науки и техники, практика разработки месторождений, современные технологии воздействия на пласты, исследований и эксплуатации скважин. [5].

Для объектов, находящихся на разведочном этапе, нет необходимости рассчитывать экономические показатели с такой степенью детализации, это не представляется возможным из-за отсутствия достоверных оценок промысловых параметров и величины ресурсов. На данном этапе экономическая оценка осуществляется экспертным путем по аналогии с известными месторождениями. Для оперативной экономической оценки используются упрощенные экспресс-методы, не требующие сложных компьютерных вычислений [1, 2].

При этом формализованные методы для указанных расчетов отсутствуют. Динамику добычи обычно разделяют на этапы: нарастающей добычи (t_1), постоянной (t_2) и падающей (t_3) За эти три этапа отбирается основное количество нефти, они составляют *основной* период разработки ($t_{осн}$). Далее следует *завершающий* этап разработки.

Обработка большого количества эмпирического материала по динамике отработки объектов позволила установить следующие закономерности для выделения границ между стадиями [3]. Границы между первой и второй стадиями находятся по соответствующему перегибу кривой динамики добычи нефти. Ко второй стадии относится период, в течение которого темпы разработки отличаются от максимального годового темпа не более чем на 5 %. За границу между первой и второй и второй и третьей стадиями принимаются начало и конец этого периода соответственно; между третьей и четвертой стадиями – значение на кривой добычи, в которой темп добычи нефти от НИЗ близок к 2 %; к третьей стадии относят период с темпом 2 % в год и выше, к четвертой – 2 % и ниже.

Таким образом, в нефтедобыче продолжительность стадий и основного периода определяется приблизительно, исходя из описательных характеристик добычи в каждую стадию, теоретически это не объясняется. Несмотря на наличие общих закономерностей в динамике добычи, определить длительности периодов разработки по аналогии с разрабатываемыми месторождениями сложно.

В статье предлагается *экспресс-метод* для определения продолжительности стадий разработки для объектов, находящихся на разведочном этапе освоения (до начала промышленной разработки), основанный на следующих положениях.

Процессы добычи невозобновляемых природных ресурсов непротиворечиво описываются логистической зависимостью, которая предполагает, что в долгосрочном периоде рост добычи не может быть бесконечным в силу ограниченности ресурсов [6]. Одной из наиболее известных таких моделей для описания добычи нефти является симметричная колоколообразная функция Хабберта [7].

Исходя из этого, общий объем добытых запасов как функция времени $P(t)$ описывается уравнением

$$P(t)=\frac{Q_{н}P_0e^{rt}}{Q_{н}+P_0\left(e^{rt}-1\right)}, \tag{1}$$

где $Q_{н}$ – начальные извлекаемые запасы; P_0 – объем накопленной добычи в момент времени t_0, r – параметр, характеризующий скорость роста добычи.

Тогда объем оставшихся запасов при заданной величине исчерпания может быть определен по формуле

$$Q_{н}\left(1-\frac{\Delta}{100}\right)=Q_{н}-\frac{Q_{н}P_0e^{rt}}{Q_{н}+P_0\left(e^{rt}-1\right)}, \tag{2}$$

где Δ – степень использования запасов к моменту времени t, %; $1-\frac{\Delta}{100}$ – доля оставшихся запасов, доли ед.

Из формулы (2) следует

$$t=\frac{1}{r}LN\left[\frac{Q_н-P_0}{P_0}\frac{\Delta}{100-\Delta}\right], \tag{3}$$

где t – продолжительность периода разработки, соответствующая степени исчерпания запасов Δ, лет.

Если задать степень исчерпания запасов достаточно высокой (97–99 %), то значение t в формуле (3) будет обозначать срок отработки объекта.

Теоретическая формула (3) подтверждается фактическими данными по динамике добычи нефти для объектов, сроки вступления которых в завершающую стадию известны. Отклонение рассчитанных значений t от фактических не превышает 25 %, что является приемлемой степенью точности расчетов, осуществляемых на предпроектных стадиях геолого-разведочных работ (см. таблицу).

Исходя из фактических результатов разработки месторождений, вступивших в завершающую стадию разработки и расположенных в разных нефтедобывающих районах страны, формула (3) преобразована в зависимости, в которых параметром является только величина извлекаемых запасов ($Q_{н}$).

Продолжительность основного периода разработки (степень освоения запасов 85 %) составит

$$t_{осн}=3{,}304LnQ_н-29{,}313, \tag{4}$$

возрастающей добычи (30 %)

$$t_1=1{,}76\mathrm{Ln}Q_н-20{,}19, \tag{5}$$

срока разработки (Δ)

$$t=-35{,}044+3{,}304\cdot n\frac{Q_н\Delta}{100-\Delta}. \tag{6}$$

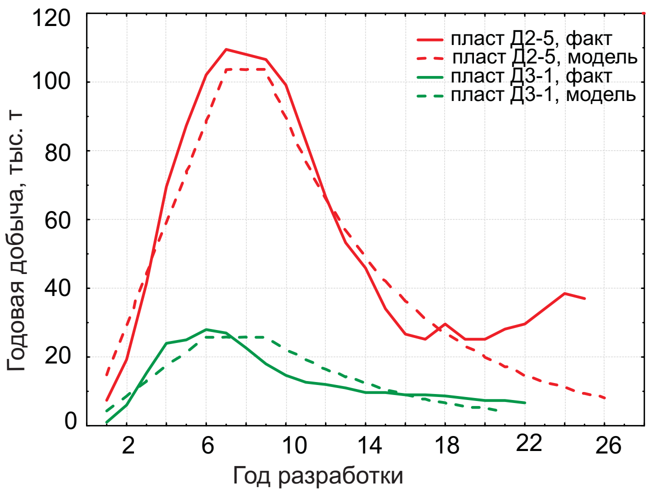
Длительность периода постоянной максимальной добычи (t_2) (полки) можно принять равной 5 годам, для малых месторождений существенно меньше [3].

Тогда $t_3 = t_{осн} – t_1 – t_2$.

Эмпирическая формула (6) подтверждена фактическими данными динамики добычи нефти по 60 объектам [3]. Средняя относительная ошибка прогнозирования составляет 12 %, что свидетельствует о хорошей точности прогноза. На рисунке приведены смоделированные кривые динамики добычи по двум пластам месторождения Соколовогорское с использованием формул (1–6). При этом мы располагали только данными о начальных извлекаемых запасах.

Фактический срок разработки для некоторых объектов

Месторождение	Продуктивный горизонт	Начальные извлекаемые запасы $Q_н$, тыс. т	Годовая добыча в первый год разработки P_0, т	Степень исчерпания запасов к периоду t (Δ), %,	Темп ввода r	t, лет		Степень совпадения, %
						расчетное	фактическое	
Соколовогорское	Д2-5	14800	74000	85	0,28	25	21	118
	Пласт Д3-1	3330	9990	87,7	0,31	25	21	118
	Пласт Д3-2	4130	74340	95,7	0,28	25	25	100
Константиновская	Д2	12800	102400	87,4	0,29	24	24	99
	Д1	3470	10410	82,5	0,28	26	22	118
Покровское	Б2	7740	15480	88	0,31	26	25	106
Арчединское	Бобриковский	3230	3230	84,5	0,29	29	24	122
Серафимовское	Д1	53400	32040	82,2	0,31	29	24	120
Полазинское	Яснополянский надгоризонт	20800	62400	89,5	0,29	28	25	111
Покровское	А4	144000	43200	95,6	0,35	25	25	101
Арчединское	Д2	29900	29900	79	0,31	26	21	125
Жирновское	Б1	13800	27600	86,5	0,31	26	24	108



Фактические и смоделированные кривые добычи (месторождение Соколовогорское)

Предлагаемый экспресс-метод позволяет решить задачу построения кривой добычи в условиях ограниченности геолого-геофизических данных о залегании пласта и его фильтрационно-емкостных характеристиках при наличии сведений только об извлекаемых запасах или ресурсах объекта. Он может применяться на макроуровне для выработки стратегий развития нефтегазовых районов и на микроуроне отдельными недропользователями при экономической оценке перспектив освоения объектов.

Выводы

Экономическая оценка ресурсов нефти проводится на всех стадиях их освоения. По мере перехода от ранних стадий к более поздним детальность расчетов и достоверность оценки повышаются. Уже на этапе разведки определяется промышленная значимость запасов и перспективы освоения месторождения.

Расчет экономических показателей разработки для разрабатываемых месторождений не представляет затруднений, так как основывается на фактических данных проектов разработки.

Для ресурсов, находящихся в стадии разведки, современная классификация запасов также требует определения экономической эффективности перспектив освоения. Расчеты эффективности освоения базируются на сроках освоения, которые без технологических проектов и схем трудно определить из-за недостаточности исходных данных.

Существует необходимость уже на разведочном этапе освоения объекта, когда еще нет ни фактических данных по динамике добычи, ни технологических схем и проектов, оценить продолжительность стадий освоения, а также сроки выбытия производственных мощностей. Определение этих параметров позволяет оценить экономический эффект от разработки и перспективы освоения месторождения.

С использованием информации по разрабатываемым нефтяным месторождениям, вступившим в завершающую стадию разработки, получены эмпирические зависимости для прогноза продолжительности нарастающего этапа добычи, основного периода разработки, срока отработки месторождения (залежи). Рассчитанные отклонения расчетных значений продолжительности этапов отработки месторождений от фактических не превышают 25 %. Зависимости могут быть использованы при экономической оценке перспектив освоения месторождений на этапе разведки, когда данных для детальной оценки еще недостаточно, а также при планировании развития отрасли, чтобы своевременно вводить в эксплуатацию новые запасы вместо выбывающих и не допустить неконтролируемого снижения добычи

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Ампилов Ю. П., Герт А. А.** Экономическая геология. – М.: Геоинформмарк, 2006. – 400 с.

2. **Бочаров В. А., Григорьев М. Н.** Методический подход к выделению граничных точек стадий разработки месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 1. – С. 24–27.

3. **Иванова М. М.** Динамика добычи нефти из залежей. – М.: Недра, 1976. – 247 с.

4. **Классификация** запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. Утверждена приказом МПР от 1 ноября 2013 г. № 477. – Точка доступа: https://rg.ru/2014/02/03/neft-site-dok.html.

5. **Методические** рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, МПР РФ: приказ от 21 марта 2007 г. № 61 // Вестн. ЦКР Роснедра. – 2017. – № 1. – С. 55–121.

6. **Семенычев В. К., Кожухова В. Н.** Анализ и предложения моделей экономической динамики с кумулятивным логистическим трендом. – Самара: СамНЦ РАН, 2013. – 156 с.

7. **King H. M.** Nuclear energy and the fossil fuels // American Petroleum Institute. Publication № 95. Shell Development Company. June, 1956. – P. 1–40. – Available at: http://www.hubbertpeak.com/hubbert/1956/1956.pdf.

REFERENCES

1. Ampilov Yu.P., Gert A.A. *Ekonomicheskaya geologiya* [Economic Geology]. Moscow, Geoinformmark Publ., 2006. 400 p. (In Russ.).

2. Bocharov V.A., Grigoryev M.N. [Methodological approach to distinguishing of endpoints of the field development stages]. *Neftyanoye khozyaystvo*, 2002, no. 1, pp. 24–27 (In Russ.).

3. Ivanova M.M. *Dinamika dobychi nefti iz zalezhey* [Dynamics of reservoir oil production]. Moscow, Nedra Publ., 1976. 247 p. (In Russ.).

4. *Klassifikatsiya zapasov i prognoznykh resursov nefti i goryuchikh gazov* [Classification of reserves and inferred resources of oil and combustible gases]. Approved by the Order of MNR [Ministry of Naturalv Resources of RF] from 1st of November 2013, no. N 477.Available at: http://rg.ru/2014/02/03/neft-site-dok.html. (In Russ.).

5. [Methodological recommendations for the design of development of oil and gas-oil fields, Ministry of Natural Resources of the Russian Federation, the Order from March 21, 2007, no. 61]. *Vestnik TsKR Rosnedra – Bulletin of Central Development Committee*, 2017, no. 1, p. 55–121. (In Russ.).

6. Semenychev V.K., Kozhukhova V.N. *Analiz i predlozheniya modeley ekonomicheskoy dinamiki s kumulyativnym logisticheskim trendom* [Analysis and proposals of the economic dynamics models with cumulative logistic trend]. Samara, SamNTS RAN Publ., 2013. 156 p. (In Russ.).

7. King H.M. Nuclear energy and the fossil fuels. *American Petroleum Institute. Publication № 95.* Shell Development Company. June, 1956. P. 1–40. Available at: http://www.hubbertpeak.com/hubbert/1956/1956.pdf.

УДК 551.734:55

МЭТР СТРАТИГРАФИИ СИБИРСКОГО ДЕВОНА

С. А. Родыгин[1], Г. С. Федосеев[2], Л. Г. Перегоедов[3]

[1]Томский государственный университет, Томск, Россия; [2]Институт геологии и минералогии им. В. С. Соболева СО РАН, Новосибирск, Россия; [3]Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия

Минул год, как ушел из жизни выдающийся стратиграф-энциклопедист, замечательный геолог и неординарная личность – Виктор Иванович Краснов. Он оставил яркий след в отечественной геологии и жизни тех, кто общался с ним. Вся его научная и производственно-организационная деятельность – пример беззаветного служения геологии. Многие его работы вошли в золотой фонд классических и будут привлекать внимание исследователей, занимающихся проблемами приращения минерально-сырьевого потенциала России.

Ключевые слова: *стратиграфия, региональные схемы, границы подразделений, В. И. Краснов.*

MAITRE OF THE DEVONIAN STRATIGRAPHY OF SIBERIA

S. A. Rodygin[1], G. S. Fedoseev[2], L. G. Peregoedov[3]

[1]Tomsk State University, Tomsk, Russia; [2]V.S.Sobolev Insitite of Geology and Mineralogy SB RAS, Novosibirsk, Russia; [3]Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia.

A year has passed since the outstanding stratigrapher-encyclopedist, remarkable geologist and extraordinary personality, Viktor Ivanovich Krasnov, passed away. He left a large footprint on Russian geology and in lives of those who communicated with him. All his scientific and production-organizational activities are an example of selfless service to geology. Many of his works were included in the classic gold fund and will attract the attention of researchers dealing with the problems of increasing the mineral and raw material potential of Russia.

Keywords: *stratigraphy, regional charts, subdivision boundaries, V.I.Krasnov.*

DOI 10.20403/2078-0575-2020-4-86-91

Огромная дистанция отделяет юношу, окончившего геологический факультет Саратовского университета и приехавшего в 1952 г. по распределению в далекий Томск, и крупного российского ученого-энциклопедиста, внесшего неоценимый вклад в развитие фундаментальных и прикладных проблем геологии, стратиграфии и палеогеографии среднего палеозоя Сибири (рис. 1). В Сибирском филиале ВНИГРИ, принявшем молодого специалиста, он сначала работал в должности старшего геолога, а затем – начальника сектора опорного бурения, проводившегося в Минусинском прогибе. После переезда филиала ВНИГРИ в Новосибирск и смены названия на СНИИГГиМС Виктор Иванович исполнял обязанности начальника Обь-Иртышской экспедиции этого института. После защиты кандидатской диссертации (руководитель Л. Л. Халфин) он возглавил сектор по региональной геологии Алтае-Саянской области и Сибири, а через некоторое время – отдел стратиграфии и палеонтологии СНИИГГиМС.

Вспоминаются отрезки жизненного пути, пройденные вместе с ним. Это были прежде всего яркие полевые сезоны – их ведь каждый геолог помнит лучше всего. Младшие коллеги прошли рядом с ним настоящую школу палеонтолого-стратиграфических исследований, о чем, в частности, свидетельствуют восемь защищенных под его руководством кандидатских диссертаций. Виктор Иванович личным примером учил молодежь тщательности, добросовестности и ответственности на каждом этапе работ. Учил не бояться обсуждать самые серьезные проблемы. Вспомнить хотя бы чтение проекта Стратиграфического кодекса, которое Виктор Иванович ежевечерне устраивал после маршрутов. Он был непререкаемым авторитетом, мэтром, потому что учил, а не поучал. Пусть участники обсуждения мало что могли добавить к проекту, но сама причастность

Рис. 1. Виктор Иванович Краснов (15.09.1929–23.08.2019) [5]

к большому делу вселяла уверенность в дальнейшей работе. Было о чем поговорить у костра и помимо геологии.

Велик вклад Виктора Ивановича в геологию. Круг его научных интересов был необычайно широк. В концентрированном виде они отражены в юбилейном издании избранных трудов, в котором обозначены главные идеи и темы, развиваемые им в течение более полувека [10]. Многочисленные работы обогатили теоретическую и практическую стратиграфию, палеогеографию, палеоклиматологию, методы корреляции различных типов отложений, палеоландшафтные реконструкции. Разработанные под его руководством стратиграфические схемы палеозойских образований Западной Сибири имеют большое значение для региональных и геолого-поисковых работ, прогноза нефтегазоносности важнейших провинций [13, 21].

В область научных интересов Виктора Ивановича входил весь Западно-Сибирский регион, но больше всего он проработал в Минусинском, Тувинском и Кузнецком прогибах, где изучал вулканогенно-осадочные образования девонской системы (рис. 2–4). Начинал В. И. Краснов с оценки нефтегазоносности межгорных прогибов на юге Сибири, занимался региональной геологией, стратиграфией, палеогеографией. Он внес решающий вклад в создание стратиграфической основы геолого-поисковых и геолого-съемочных работ в восточной части Алтае-Саянской складчатой области (АССО). Основываясь на трансгрессивно-регрессивных циклах, характерных для раннего и среднего девона Минусинских впадин (смене терригенных и карбонатных толщ), В. И. Краснов разработал оригинальную стратиграфическую схему девонских отложений региона [8], а вместе с Л. С. Ратановым, С. А. Степановым и другими сотрудниками детально изучил девонские рифы Западной Сибири [14, 17].

Он был сторонником широкого распространения верхнесилурийских (пржидольских) отложений в пределах Алтае-Саянской складчатой области. Принимал активное участие в работах, связанных с поиском бокситов в Западной Сибири, в изучении границ и пограничных отложений силура – девона, нижнего и среднего девона АССО [6, 11]. В. И. Краснов придерживался мнения о том, что многочисленные разновидности стратиграфии, такие как «экостратиграфия», «секвенс-стратиграфия» и др., являются методами стратиграфии, но не самостоятельными науками. Во время полевых исследований в Минусинских впадинах и Туве Виктор Иванович подметил особенность вулканогенных образований, связанную с непостоянством формы вулканических тел, их резким выклиниванием и, как следствие, – с быстрой изменчивостью содержания геологических тел, их невыдержанностью по латерали.

В. И. Краснов возглавлял исследования большого коллектива, направленные на совершенствование схем возрастной корреляции лито- и био-

Рис. 2. Виктор Иванович в Сибирском филиале ВНИГРИ (1954 г.). Из архива С. А. Родыгина

Рис. 3. В. И. Краснов и С. А. Степанов на полевых работах в Кузбассе (1960 г.). Из архива М. В. Каленовой

стратиграфических образований для обеспечения региональных и геолого-поисковых работ в Сибирском регионе [12]. На основе этих работ была опубликована коллективная монография в девяти томах «Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири», где сконцентрированы результаты исследований специалистов из восьми научных и производственных организаций Сибири. Главным редактором этого труда был академик А. Э. Конторович, его заместителем – В. И. Краснов [7].

Приоритетным направлением завершающего этапа его научной деятельности было совершенствование региональных стратиграфических схем и коррекция вещественного состава свит и толщ, входящих в состав быскарской вулканогенно-осадочной серии [15, 16]. Он все больше склонялся к мысли о значительном участии в ее составе инъекционных пластовых базитов [1, 20]. Этот вопрос в настоящее время является остро дискуссионным. Отрадно отметить, что многие работы Виктора Ивановича, включая написанные в соавторстве, актуальны и востребованы [2, 18, 22].

Виктор Иванович принимал активное участие в разработке нескольких десятков региональных стратиграфических схем, которые непременно обсуждались на рабочих совещаниях и конференциях. Самым значительным из них было совещание 1979 г. по принятию региональных стратиграфических схем докембрия и палеозоя Сибири. Одно из таких памятных нам мероприятий состоялось в Новокузнецке в 2005 г. На пленарном заседании он выступил с докладом «Проблемы стратиграфии девона». Для западной части АССО было предложено разработать региональную стратиграфическую схему, состоящую из био- и литостратиграфических подразделений, применимых для мелко- (надгоризонты, серии), средне- (горизонты, свиты, подсвиты) и крупномасштабного (слои с географическими названиями) картирования [3, 9]. В настоящее время эта схема разработана, ее подразделения вошли в легенду Кузбасской серии. Утверждена МСК и издана региональная стратиграфическая схема восточной части АССО, главным автором которой является В. И. Краснов.

Незабываемы годы, когда под руководством Виктора Ивановича создавалась региональная стратиграфическая схема палеозойских отложений Западно-Сибирской плиты. Его глубокие знания геологии Алтае-Саянской складчатой области и других регионов Сибири позволили объединить и направить в нужное русло работу большого коллектива специалистов по разным группам организмов и стратиграфическим уровням, и, самое главное, что эта работа успешно завершена! Стратиграфическая схема была создана и используется в практике научных и производственных организаций уже более 10 лет. За это время многие из состава рабочей группы под мудрым руководством Виктора Ивановича обобщили материалы своих исследований и защитили диссертации, только благодаря его организационному таланту, чуткости и настойчивости.

Рис. 4. На подготовке стратиграфических объектов к выездной сессии девонской комиссии 1991 г. в Кузбассе. Слева направо: В. И. Краснов, Е. В. Чибрикова, С. А. Родыгин, В. Г. Халымбаджа. Из архива С. А. Родыгина

В своей научной и преподавательской деятельности ученики Виктора Ивановича часто опираются на его разработки в области теории стратиграфии. Замечательное издание избранных трудов «Проблемы теории стратиграфии. Средний палеозой Сибири» стало настольной книгой многих геологов.

Вся жизнь Виктора Ивановича была связана со СНИИГГиМС. Институт был его опорой, а он прославил институт своей работой, и, честно говоря, трудно представить их порознь.

Вспоминается общение с ним на многих научных конференциях, обсуждение стратиграфических схем на заседаниях МСК и СибРМСК, беседы в кабинете под портретом Леонтия Леонтьевича Халфина – все это оказывалось очень полезным и для ума, и для души.

Артистизм, обаяние, доброжелательность, высокая культура поведения были присущи Виктору Ивановичу в полной мере и служили примером для окружающих.

Было выпущено два издания монографии по палеоландшафтам азиатской части России в среднем палеозое, над которой Виктор Иванович увлеченно работал вместе со своим другом Виктором Николаевичем Дубатоловым [4, 19]. Более сорока лет они трудились совместно. Появился целый ряд статей и сообщений на различных форумах. Яркие выступления – это стиль Виктора Ивановича, отражавший замечательную черту его характера – стремление к общению, искреннему желанию поделиться с коллегами последними результатами своих работ. Он организовал конференцию и выпуск трудов, посвященных 110-летию со дня рождения его учителя Леонтия Леонтьевича Халфина. Во время мероприятий, сопровождавших конференцию, у Виктора Ивановича неожиданно для нас открылась прежде не афишируемая, новая грань творчества – поэтическая. Более того, оказалось, что его проникновенные стихи, посвященные близким ему людям и коллегам по работе, были включены в сборник «Откровения» [5].

Главным достижением последних лет стало завершение работы над новыми региональными стратиграфическими схемами девонских отложений восточной и западной частей Алтае-Саянской складчатой области, а также Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Модернизация их была острой необходимостью, поскольку с 1979 г. накопился огромный фактический материал, стра-

Рис. 5. В. И. Краснов на эстраде [5]

тиграфия этих регионов ушла далеко вперед. Особенно любил Виктор Иванович работать в Минусинских впадинах (Хакасия) и в Туве, но и другим регионам уделял внимание. Он возглавил работу большого коллектива специалистов, вдохновлял и организовывал со свойственными ему мудростью и тактом это непростое сообщество ярких индивидуальностей. И вот, в творческих муках и спорах родились региональные стратиграфические схемы нового поколения для важнейших сибирских регионов. Это вывело сибирскую стратиграфию на современный уровень, подвело итог многолетней большой работы.

Для молодых коллег Виктор Иванович был настоящим наставником, они учились у него не только профессиональным навыкам, но и общению, умению выступать, манере держаться. Учились и основам дипломатии, умению достигать компромисса, решать острые проблемы к общему удовлетворению.

А уж если Виктор Иванович брал в руки гитару – слушатели получали огромное удовольствие от чудесного исполнения бардовских песен и русских романсов (рис. 5)! Никогда не забудутся его песни под гитару у костра, исполнявшиеся с большим чувством, вкусом и мастерством. В памяти сохранится его улыбка, интеллигентная манера общения, обаяние.

Природа одарила Виктора Ивановича крепким здоровьем. Он работал до последних дней своей жизни, успел осуществить почти все свои замыслы. Мы будем читать и перечитывать его стратиграфические труды, ставшие классическими. Будем восхищаться четкостью отредактированных им стратиграфических схем, изяществом палеогеографических реконструкций, прекрасно составленными разрезами. Будем помнить.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Будников И. В., Варламов А. И., Краснов В. И.** Важнейшие результаты и проблемы современной стратиграфии докембрия и палеозоя Сибири // 50 лет на службе геологии Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2007. – С. 17–27.

2. **Геологическое** изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири / А. В. Ступакова, А. В. Соколов, Е. В. Соболева и др. // Георесурсы. – 2015. – № 2. – С. 63–76.

3. **Гутак Я. М., Краснов В. И.** Второе рабочее совещание по разработке и совершенствованию региональных стратиграфических схем девонских образований Сибири // Природные ресурсы Горного Алтая: геология, геофизика, гидрогеология, геоэкология, минеральные и водные ресурсы. – 2006. – № 1. – С. 10–12.

4. **Дубатолов В. Н., Краснов В. И.** Палеоландшафты азиатской части России в среднем палеозое. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2011. – 167 с.

5. **Зуева Т. Н**. Жизнь, отданная геологии // Геологический вестник. – 2019. – № 4. – С. 9.

6. **Краснов В. И.** Природа границ стратиграфических подразделений // Границы крупных подразделений фанерозоя Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1982. – С. 6–24.

7. **Краснов В. И.** Золотой фонд отраслевой геологической науки Сибири / отв. ред. В. М. Евтушенко, В. М. Ломов. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. – 460 с.

8. **Краснов В. И.** Минусинский межгорный прогиб // Биостратиграфия палеозоя Саяно-Алтайской горной области. Т. II. Средний палеозой / под ред. Л. Л. Халфина. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1960. – С. 229–244.

9. **Краснов В. И.** Общая и международная (планетарная) стратиграфические шкалы и геологическая практика // Общая стратиграфическая шкала России: состояние и проблемы обустройства (Всерос. совещ., 23–25 мая 2013 г.). – М.: ГИН РАН, 2013. – С. 29–34.

10. **Краснов В. И.** Проблемы теории стратиграфии. Средний палеозой Сибири: избранные труды. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2007. – 478 с.

11. **Краснов В. И., Морозов А. Ф.** Структура стратиграфической классификации и о проекте второго издания Стратиграфического кодекса СССР // Стратиграфия и палеонтология докембрия и фанерозоя Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1990. – С. 6–20.

12. **Краснов В. И., Ратанов Л. С.** Корреляция раннедевонских осадочно-туфогенных образований Минусинского прогиба // Стратиграфия и палеонто-

логия Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2000. – С. 100–107.

13. **Краснов В. И., Ратанов Л. С.** О строении девонского осадочно-вулканогенного комплекса в Минусинском прогибе // Материалы по стратиграфии и палеонтологии Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1974. – С. 88–92. – (Тр. СНИИГГиМС; вып. 146).

14. **Краснов В. И., Степанов С. А., Ратанов Л. С.** Рифовые системы среднего палеозоя Сибири // Теория и опыт экостратиграфии. – Таллин: Валгус, 1986. – С. 237–244.

15. **Краснов В. И., Федосеев Г. С.** Быскарская серия Минусинского прогиба: современная интерпретация (к совершенствованию легенды Госгеолкарты-200 и -1000) // Стратиграфия и палеонтология Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2000. – С. 93–99.

16. **Краснов В. И., Федосеев Г. С., Ратанов Л. С.** Роль быскарской серии в геологическом строении и истории развития Минусинского прогиба: современная интерпретация // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2018. – № 4. – С. 8–21.

17. **Малоичский** риф Нюрольской карбонатной платформы (Девон Западной Сибири) // С. А. Степанов, З. Я. Сердюк, В. И. Краснов и др. – Тр. ЗапСибНИГНИ. – 1984. – Вып. 189. – С. 42–50.

18. **Нефтегазоносность** коллекторов коры выветривания и палеозоя юго-востока Западной Сибири (прогнозирование трудноизвлекаемых запасов) // Г. А. Лобова, В. И. Исаев, С. Г. Кузьменков и др. – Геофизический журнал. – 2018. – Т. 40, № 3. – С. 73–106.

19. **Палеоландшафтные** реконструкции девонского периода Сибири // В. И. Краснов, В. Н. Дубатолов, Л. Г. Перегоедов, Л. С. Ратанов // Матер. Всерос. науч. конф. «Верхний палеозой России: стратиграфия и фациальный анализ» (Казань, 27–30 сентября 2009). – Казань: Изд-во ун-та, 2009. – С. 99–100.

20. **Региональная** стратиграфическая схема девонских отложений восточной части Алтае-Саянской области // В. И. Краснов, Л. Г. Перегоедов, Л. С. Ратанов, Г. С. Федосеев // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2018. – № 7с. – С. 54–101.

21. **Стратиграфия** нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири // Е. А. Елкин, В. И. Краснов, Н. К. Бахарев и др. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2001. – 163 с.

22. **Федосеев Г. С.** Концепция континентального базитового силлогенеза и роль конвергентно-дивергентных признаков при диагностике лавовых палеопотоках и малоглубинных силлов // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2019. – № 4. – С. 111–121.

REFERENCES

1. Budnikov I.V., Varlamov A.I., Krasnov V.I. [The most important results and problems of modern stratigraphy of the Precambrian and Paleozoic of Siberia]. *50 let na sluzhbe geologii Sibiri* [50 years on the service of Siberian geology]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 2007, pp. 17–27. (In Russ.).

2. Stupakova A.V., Sokolov A.V., Soboleva E.V., et al. [Geological survey and petroleum potential of Paleozoic deposits in the Western Siberia]. *Georesursy*, 2015, no. 2, pp. 63–76. (In Russ.).

3. Gutak Ya.M., Krasnov V.I. [The 2nd Workshop on the development and improvement of regional stratigraphic charts of Devonian formations in Siberia]. *Prirodnye resursy Gornogo Altaya: geologiya, geofizika, gidrogeologiya, geoekologiya, mineralnye i vodnye resursy – Natural resources of Gorny Altay: geology, geophysics, hydrogeology, geoecology, mineral and water resources*, 2006, no. 1, pp. 10–12. (In Russ.).

4. Dubatolov V.N., Krasnov V.I. *Paleolandshafty aziatskoy chasti Rossii v srednem paleozoye* [Paleolandscapes of the Asian Russia in the Middle Paleozoic]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 2011. – 167 p. (In Russ.).

5. Zueva T.N. [Life devoted to geology]. *Geologicheskiy vestnik*, 2019, no. 4, p. 9. (In Russ.).

6. Krasnov V.I. [The nature of boundaries of stratigraphic units]. *Granitsy krupnykh podrazdeleniy fanerozoya Sibiri* [Boundaries of large Phanerozoic subdivisions of Siberia]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 1982, pp. 6–24. (In Russ.).

7. Krasnov V.I. *Zolotoy fond otraslevoy geologicheskoy nauki Sibiri* [Golden fund of industry-based geological science of Siberia]. Novosibirsk, SB RAS Publ., 2007. 460 p. (In Russ.).

8. Krasnov V.I. [Minusa intermountain trough]. *Biostratigrafiya paleozoya Sayano-Altayskoy gornoy oblasti. T. 2. Sredniy paleozoy* [Biostratigraphy of the Paleozoic of the Sayan-Altay mountainous region. Vol. II. Middle Paleozoic]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 1960, pp. 229–244. (In Russ.).

9. Krasnov V.I. [General and international (planetary) stratigraphic scales and geological practice]. *Obshchaya stratigraficheskaya shkala Rossii: sostoyaniye i problem obustroystva (Vseros. soveshch., 23–25 maya 2013)* [General stratigraphic scale of Russia: state and problems of development. All-Russian Meeting, 23–25 of May 2013]. Moscow, GIN RAS Publ., 2013, pp. 29–34. (In Russ.).

10. Krasnov V.I. *Problemy teorii stratigrafii. Sredniy paleozoy Sibiri. Izbrannye trudy* [Problems of the theory of stratigraphy. The Middle Paleozoic of Siberia: Selected Works]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 2007. 478 p. (In Russ.).

11. Krasnov V.I., Morozov A.F. [Structure of stratigraphic classification and on the project of the second edition of the USSR Stratigraphic Code]. *Stratigrafiya i paleontologiya dokembriya i fanerozoya Sibiri* [Stratigraphy and Paleontology of the Pre-Cambrian and Phanerozoic of Siberia]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 1990, pp. 6–20. (In Russ.).

12. Krasnov V.I., Ratanov L.S. [Correlation of Early Devonian sedimentary-tufogenic formations of the Minusa trough]. *Stratigrafiya i paleontologiya Sibiri*

[Stratigraphy and Paleontology of Siberia]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 2000, pp. 100–107. (In Russ.).

13. Krasnov V.I., Ratanov L.S. [The structure and history of the formation of the Devonian volcanogenic-sedimentary complex of the Minusa basin]. *Materialy po stratigrafii I paleontologii Sibiri* [Materials on stratigraphy and paleontology of Siberia]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 1974, pp. 88–92. (In Russ.).

14. Krasnov V.I., Stepanov S.A., Ratanov L.S. [Reef systems of the Middle Paleozoic of Siberia]. *Teoriya i opyt ekostratigrafii* [The Theory and Practice of Ecostratigraphy]. Tallin, Valgus Publ., 1986, pp. 237–244. (In Russ.).

15. Krasnov V.I., Fedoseev G.S. [Byskarian Series of the Minusa trough: modern interpretation (to updating the legend of State Geological Map-200 and -1000]. *Stratigrafiya i paleontologiya Sibiri* [Stratigraphy and Paleontology of Siberia]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 2000, pp. 93–99. (In Russ.).

16. Krasnov V.I., Fedoseev G.S., Ratanov L.S. [The role of the Byskarian Series in geological structure and historical development of the Minusa Trough]. *Geologiya i mineralno-syryevye resursy Sibiri – Geology and Mineral Resources of Siberia*, 2018, no. 4, pp. 8–21. (In Russ.).

17. Stepanov S.A., Serdyuk Z.Ya., Krasnov V.I., et al. [Maloichskiy reef of the Nyurolka carbonate platform (The Devonian of Western Siberia)]. *Trudy ZapSibNIGNI – Proceedings of WestSibSRIGEOI*, 1984, vol. 189, pp. 42–50. (In Russ.).

18. Lobova G.A., Isaeva V.I., Kuzmenkov S.G., et al. [Oil and gas reservoirs of weathering crusts and Paleozoic basement in the southeast of Western Siberia (forecasting of hard-to-recover reserves)]. *Geofizicheskii zhurnal – Geophysical Journal*, 2018, vol. 40, no. 3, pp. 73–106. (In Russ.).

19. Krasnov V.I., Dubatolov V.N., Peregoedov L.G., Ratanov L.S. [Paleo-landscape reconstructions of the Devonian in Siberia]. *Vseros. nauch. konf. "Verkhniy paleozoy Rossii: stratigrafiya i fatsialnyy analiz (Kazan, 27–30 sentyabrya 2009)* [All Russian Scientific Conference "The Upper Paleozoic of Russia: Stratigraphy and Facial Analysis" (Kazan, 27–30th of September 2009). Kazan, State University Publ., 2009, pp. 99–100. (In Russ.).

20. Krasnov V.I., Peregoedov L.G., Ratanov L.S., Fedoseev G.S. [Regional stratigraphic chart for Devonian formations of the eastern Altay-Sayan region]. *Geologiya i mineralno syryevye resursy Sibiri – Geology and Mineral Resources of Siberia*, 2018, no. 7s, pp. 54–101. (In Russ.).

21. Yolkin E.A., Krasnov V.I., Bakharev N.K., et al. *Stratigrafiya neftegazonosnykh basseynov Sibiri. Paleozoy Zapadnoy Sibiri* [Stratigraphy of petroleum basins in Siberia. The Paleozoic of Western Siberia]. Novosibirsk, SB RAS Publ., GEO Branch, 2001. 163 p. (In Russ.).

22. Fedoseev G.S. [The concept of continental basic syllogenesis and the role of convergent-divergent features in correct diagnostics of lava paleostreams and shallow sills]. *Geologiya i mineralno-syryevye resursy Sibiri – Geology and Mineral Resources of Siberia*, 2019, no. 4, pp. 111–121. (In Russ.).

ГЕОЛОГ БОЛЬШИХ МАСШТАБОВ
Памяти В. С. Старосельцева

LARGE SCALE GEOLOGIST
In memoriam of Valeriy Staroseltsev

17 сентября 2020 года ушел из жизни выдающийся сибирский геолог, доктор геолого-минералогических наук, профессор, заслуженный геолог Российской Федерации, академик МАМР и РАЕН, заместитель главного редактора нашего журнала Валерий Степанович Старосельцев.

На протяжении многих десятилетий имя В. С. Старосельцева принадлежит к числу тех ученых и руководителей СНИИГГиМС, благодаря которым институт стал высокоавторитетным в стране геологическим научным центром, ведущим отраслевым НИИ за Уралом. В числе научных заслуг Валерия Степановича серьезные достижения в области как рудной, так и нефтяной геологии Сибири, что является редкостью даже среди крупных ученых-геологов. Это связано с тем, что основной сферой его научных интересов являлась геотектоника – часть геологии, наиболее всеохватывающая в плане пространственно-временных масштабов. История тектонического развития Сибири и ее влияние на формирование месторождений полезных ископаемых как раз и есть то поле деятельности, где подобная масштабность проявляется в полной мере.

Перечислять все научные заслуги В. С. Старосельцева в этом некрологе нет необходимости: они хорошо известны читателям нашего журнала. Все сибирские геологи – большие патриоты своего края, но Валерия Степановича в этом отношении отличала особая степень привязанности к Сибири в целом, ее природе и богатствам недр. Начав свой шестидесятилетний профессиональный путь «с полей», он так до конца и остался завзятым «полевиком». Мало какой полевой сезон обходился без его визита в особое для него место – Таймыр, плато Путорана, которое он мечтал превратить в кладезь не только рудных, но и нефтяных месторождений.

Стиль работы Валерия Степановича как ученого – это широкая эрудиция, доскональное знание трудов предшественников и текущих сведений с геолого-разведочных площадей, неприятие всяческой неграмотности и невежества, твердое отстаивание своей позиции в принципиальных вопросах, даже если случалось противостоять мнению большинства. За это он пользовался неоспоримым уважением со стороны коллег и учеников. На протяжении многих лет он с большим мастерством вел ежегодные совещания в СНИИГГиМС по обсуждению планов ближайших геолого-разведочных работ всех регионов Сибирского федерального округа

Для СНИИГГиМС Валерий Степанович был особо знаковой личностью. Он участвовал во всех его делах – научных, общественных, культурных, спортивных, застольных. Умение общаться с людьми, присущая ему ироническая манера разговора – все это останется в памяти знавших его сотрудников института.

В жизни нашего журнала Валерий Степанович принимал живейшее участие, был одним из самых активных авторов, к тому же всегда был готов помочь редакторам дельным советом.

Светлая память этому замечательному ученому и человеку. Нам его будет не хватать.

От редакции

НАШИ АВТОРЫ

ВАКУЛЕНКО Людмила Галериевна, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука (ИНГГ) СО РАН, вед. науч. сотр.; Новосибирский государственный университет (НГУ), доцент; к.г.-м.н.; Новосибирск, Россия. *E-mail: VakylenkoLG@ipgg.sbras.ru*

ГАЛЁВА Наталья Александровна, Алтае-Саянский филиал ФИЦ ЕГС РАН, Новосибирск, Россия, мл. науч. сотр. *E-mail: tatapelya@gmail.com*

ГУБИН Игорь Алексеевич, Институт нефтегазовой геологии и геофизики (ИНГГ) им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия, зав. лабораторией, ст. науч. сотр., к. г.-м. н. *E-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru*

КАШУБИНА Татьяна Викторовна, Всероссийский геологический институт им. А. П. Карпинского (ВСЕГЕИ), Санкт-Петербург, Россия, вед. науч. сотр. *E-mail: Tatiana_Kashubina@vsegei.ru*

КИЛЯСОВ Афанасий Николаевич, Институт геологии алмаза и благородных металлов (ИГАБМ) СО РАН, Якутск, Россия, мл. науч. сотр. *E-mail: kilyasov1993@mail.ru*

КОСМАЧЕВА Алина Юрьевна, Институт нефтегазовой геологии и геофизики (ИНГГ) им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия, мл. науч. сотр. *E-mail: kosmachevaay@gmail.com*

КЪЕРСТАДТ Йюстейн, Offshore Resource Group AS, Морская ресурсная группа, Ставангер, Норвегия, исполн. директор-председатель. *E-mail: HogoevEA@ipgg.sbras.ru*

МАЦКО Наталья Аркадьевна, Институт системного анализа (ИСА) РАН, вед. науч. сотр., д. т. н. *E-mail: matsko@inbox.ru*

МИТРОФАНОВ Георгий Михайлович, Институт нефтегазовой геологии и геофизики (ИНГГ) им. А. А. Трофимука СО РАН, вед. науч. сотр.; Новосибирский государственный университет, доцент; Новосибирский государственный технический университет, профессор, д. ф.-м. н.; Новосибирск, Россия. *E-mail: georgymitrofanov@rambler.ru*

НИКОЛЕНКО Остап Дмитриевич, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука (ИНГГ) СО РАН, Новосибирск, Россия, вед. инженер. *E-mail: NikolenkoOD@ipgg.sbras.ru*

НОВИКОВ Дмитрий Анатольевич, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука (ИНГГ) СО РАН, зав. лабораторией, Новосибирский государственный университет (НГУ), доцент; к.г.-м.н.; Новосибирск, Россия. *E-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru*

ПЕРЕГОЕДОВ Леонид Григорьевич, Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), Новосибирск, Россия, ст. науч. сотр. *E-mail: plg@sniiggims.ru*

РОДЫГИН Сергей Александрович, Томский государственный университет (ТГУ), Томск, Россия, доцент, к. г.-м. н. *E-mail: rodygin@ggf.tsu.ru*

РОСЛАНД Бьорг, Offshore Resource Group AS, Морская ресурсная группа, Ставангер, Норвегия. *E-mail: HogoevEA@ipgg.sbras.ru*

САЛЬНИКОВ Александр Сергеевич, Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), Новосибирск, Россия, зав. отделом, д. г.-м. н. *E-mail: assalnikov@mail.ru*

СЕЛЕЗНЕВ Виктор Сергеевич, Сейсмологический филиал ФИЦ ЕГС РАН, ФИЦ ЕГС РАН, Новосибирск, Россия, директор, д. г.-м. н. *E-mail: sel@gs.nsc.ru*

СМОЛИН Сергей Николаевич, Институт нефтегазовой геологии и геофизики (ИНГГ) им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия, вед. инженер. *E-mail: smolwork56@gmail.com*

СОБОЛЕВ Петр Николаевич, Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), Новосибирск, Россия, зав. лабораторией, к. г.-м. н. *E-mail: geochim@sniiggims.ru*

СОЛОВЬЕВ Виктор Михайлович, Алтае-Саянский филиал ФИЦ ЕГС РАН, Новосибирск, Россия, зам. директора, к. г.-м. н. *E-mail: solov@gs.nsc.ru*

ФЕДОРОВИЧ Марина Олеговна, Институт нефтегазовой геологии и геофизики (ИНГГ) им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия, ст. науч. сотр., к.г.-м.н. *E-mail: zahryaminamo@ipgg.sbras.ru*

ФЕДОСЕЕВ Гелий Сергеевич, Институт геологии и минералогии (ИГМ) СО РАН им. В. С. Соболева, Новосибирск, Россия, ст. науч. сотр., доцент, к. г.-м. н. *E-mail: fedoseev@igm.nsc.ru*

ХАРИТОНОВА Маргарита Юрьевна, Институт химии и химической технологии (ИХХТ) СО РАН, Красноярск, Россия, ст. науч. сотр., к. т. н. *E-mail: margaret.ok@yandex.ru*

ХОГОЕВ Евгений Андреевич, Институт нефтегазовой геологии и геофизики (ИНГГ) им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия, ст. науч. сотр., к. ф.-м. н. *E-mail: HogoevEA@ipgg.sbras.ru*

ХОГОЕВА Екатерина Евгеньевна, Институт нефтегазовой геологии и геофизики (ИНГГ) им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия, науч. сотр. *E-mail: KhogoevaEE@ipgg.sbras.ru*

ШЕМЯКИН Марк Леонидович, Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия, ст. науч. сотр., к.г.-м.н. *E-mail: fvn@rambler.ru*

ШУБИК Борис Михайлович, Институт проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН, Москва, Россия, вед. науч.сотр., к. ф.-м. н. *E-mail: bmshubik@mail.ru*

ЯН Петр Александрович, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука (ИНГГ) СО РАН, зав. лабораторией; Новосибирский государственный университет (НГУ), ст. преподаватель, к.г.-м.н.; Новосибирск, Россия. *E-mail: YanPA@ipgg.sbras.ru*

OUR AUTHORS

FEDOROVICH Marina, PhD, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: zahryaminamo@ipgg.sbras.ru*

FEDOSEEV Geliy, PhD, V.S.Sobolev Institute of Geology and Mineralogy (IGM) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: fedoseev@igm.nsc.ru*

GALYOVA Natalya, Altay-Sayan Branch of Federal Research Center "Geophysical Survey of RAS", Novosibirsk, Russia. *E-mail: tatapelya@gmail.com*

GUBIN Igor, PhD, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru*

KASHUBINA Tatyana, A.P.Karpinsky Russian Geological Research Institute (VSEGEI), Saint-Petersburg, Russia. *E-mail: Tatiana_Kashubina@vsegei.ru*

KHARITONOVA Margarita, PhD, Institute of Chemistry and Chemical Technology of SB RAS, Krasnoyarsk, Russia. *E-mail: margaret.ok@yandex.ru*

KHOGOEV Evgeniy, PhD, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS; Altay-Sayan Branch of Federal Research Center "Geophysical Survey of RAS"; Novosibirsk, Russia. *E-mail: HogoevEA@ipgg.sbras.ru*

KHOGOEVA Ekaterina, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: KhogoevaEE@ipgg.sbras.ru*

KILYASOV Afanasiy, Diamond and Precious Metal Geology Institute (DPMGI) SB RAS, Yakutsk, Russia. *E-mail: kilyasov1993@mail.ru*

KJERSTADT Jostein, CEO & Chairman, Offshore Resource Group AS (ORG), Stavanger, Norway. *E-mail: HogoevEA@ipgg.sbras.ru*

KOSMACHEVA Alina, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: kosmachevaay@gmail.com*

MATSKO Natalya, DSc, Institute of System Analysis of RAS, Moscow, Russia. *E-mail: matsko@inbox.ru*

MITROFANOV Georgiy, DSc, prof., A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS; Novosibirsk State University, Novosibirsk State Technical University; Novosibirsk, Russia. *E-mail: georgymitrofanov@rambler.ru*

NIKOLENKO Ostap, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: NikolenkoOD@ipgg.sbras.ru*

NOVIKOV Dmitry, PhD, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru*

PEREGOEDOV Leonid, Siberian Research Institute od Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia. *E-mail: plg@sniiggims.ru*

RODYGIN Sergey, PhD, Tomsk State University (TSU), Tomsk, Russia. *E-mail: rodygin@ggf.tsu.ru*

ROSLAND Bjork, Offshore Resource Group AS, Stavanger, Norway. *E-mail: HogoevEA@ipgg.sbras.ru*

SALNIKOV Alexandr, DSc, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia. *E-mail: assalnikov@mail.ru*

SELEZNEV Viktor, DcS, Seismological Branch of "Geophysical Survey of RAS", Novosibirsk, Russia. *E-mail: sel@gs.nsc.ru*

SHEMYAKIN Mark, PhD, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia. *E-mail: fvn@rambler.ru*

SHUBIK Boris, PhD, Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia. *E-mail: bmshubik@mail.ru*

SMOLIN Sergey, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: smolwork56@gmail.com*

SOBOLEV Petr, PhD, Siberian Research Institut of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia. *E-mail: geochim@sniiggims.ru*

SOLOVYEV Viktor, PhD, Altay-Sayan Branch of Federal Research Center "Geophysical Survey of RAS", Novosibirsk, Russia. *E-mail: solov@gs.nsc.ru*

VAKULENKO Lyudmila, PhD, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: VakylenkoLG@ipgg.sbras.ru*

YAN Petr, PhD, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: YanPA@ipgg.sbras.ru*

АЛФАВИТНЫЙ СПИСОК СТАТЕЙ, ОПУБЛИКОВАННЫХ В ЖУРНАЛЕ «ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА И МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВЫЕ РЕСУРСЫ СИБИРИ» ЗА 2020 Г.

Минерагения, рудные и нерудные полезные ископаемые

Литология, петрография, минералогия, геохимия

Экономика и управление

Состояние и перспективы развития минерально-сырьевой базы

Страницы истории

Персоналии

ALPHABETICAL LIST OF ARTICLES IN 2020

Regional geology, stratigraphy, tectonics

Petroleum geology

Geophysics, geophysical industry

Minerogenesis, ore and non-metallic mineral resources

АВТОРЫ ЖУРНАЛА «ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА И МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВЫЕ РЕСУРСЫ СИБИРИ» ЗА 2020 Г.

THE AUTHORS OF JOURNAL IN 2020

Подписано в печать 05.12.20. Формат 60×84/8. Бумага офсетная 80 г/м^2. Печать цифровая.
Тираж 100 экз. Гарнитура Calibri. Объем 11,44 печ. л. Заказ №

Отпечатано в соответствии с предоставленными материалами в ПАО «Т8 Издательские Технологии»

109316, Москва, Волгоградский проспект, д. 42, корпус 5.

Тел: 8 (495) 322 38 30
www.t8print.ru