

Применение сейсморазведки высокого разрешения для поисков локальных газовых аномалий на Южно-Кирином нефтегазоконденсатном месторождении

© 2020 В. К. Лексин

ООО «РН-СахалинНИПИморнефть», Южно-Сахалинск, Россия

E-mail: lex-vasya@mail.ru

Резюме. Поиски локальных газовых аномалий в акваториях необходимы для повышения безопасности строительства морских нефтегазопромысловых сооружений. В статье изложены результаты исследований в 2010–2017 гг. геологических опасностей на Южно-Кирином нефтегазоконденсатном месторождении с применением сейсморазведки высокого разрешения. Построены новые высококачественные сейсмические разрезы, приведенные к единому виду и уровню, что позволило выполнить корреляцию отражающих горизонтов и картировать геологические опасности на пересекающихся площадках исследований разных лет. По результатам интерпретации сейсмических разрезов обнаружены локальные аномалии в верхней части разреза, свидетельствующие о наличии газа. По структурным особенностям напластования на сейсмических разрезах обнаружен турбидитовый поток на глубине 900 м от морского дна с шириной 1000 м и протяженностью более 2.5 км. Выявлены корреляционные зависимости между амплитудой на сейсмическом разрезе и значением содержания метана (C1) в промывочной жидкости на каротажной диаграмме. Итогом работы служит впервые построенная сводная карта всех геологических опасностей в пределах Южно-Кириного нефтегазоконденсатного месторождения, обнаруженных в результате интерпретации сейсмических разрезов.

Ключевые слова: геологические опасности, сейсморазведка высокого разрешения, сейсмический разрез, газовые аномалии

Application of high resolution seismic to search for local gas anomalies in the South Kirinskoye oil and gas condensate field

Vasilii K. Leksin

«RN-SakhalinNIPImorneft» Limited Liability Company, Yuzhno-Sakhalinsk, Russia

E-mail: lex-vasya@mail.ru

Abstract. Searches for local gas anomalies in water areas are necessary to improve the safety of the construction of offshore oil and gas production facilities. The article presents the results of studies of geological hazards at the South Kirinskoye oil and gas condensate field using high resolution seismic from 2010 to 2017. New high-quality seismic sections, reduced to a single type and level, were built, which allowed to make a correlation of reflecting horizons and map geological hazards at intersecting research sites of different years. Based on the results of the interpretation of seismic sections, local anomalies were found in the upper part of the section, indicating the presence of gas. By the structural features of the bedding in the channel on seismic sections, a turbidite flow was detected at a depth of 900 m from the seabed with a width of 1000 m and a length of more than two and a half kilometers. Correlations between the amplitude on the seismic section and the value of methane content (C1) in the drilling fluid on the log were revealed. The result of the work is the first compiled consolidated map of all geological hazards within the South Kirinskoye oil and gas condensate field, discovered as a result of the interpretation of seismic sections.

Keywords: geological hazards, high resolution seismic, seismic section, gas anomalies

Для цитирования: Лексин В.К. Применение сейсморазведки высокого разрешения для поисков локальных газовых аномалий на Южно-Кирином нефтегазоконденсатном месторождении. *Геосистемы переходных зон*, 2020, т. 4, № 4, с. 384–392. <https://doi.org/10.30730/gtr.2020.4.4.384-392>

For citation: Leksin V.K. Application of high resolution seismic to search for local gas anomalies in the South Kirinskoye oil and gas condensate field. *Geosistemy perhodnykh zon = Geosystems of Transition Zones*, 2020, vol. 4, no. 4, pp. 384–392. (In Russ., abstr. in Engl.). <https://doi.org/10.30730/gtr.2020.4.4.384-392>

Введение

Северо-восточный шельф о. Сахалин, где располагается исследуемое Южно-Кириинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), характеризуется многообразием геологических опасностей: разрывные нарушения, палеоврезы, турбидитовый поток, зоны распространения газовых карманов, газогидраты, покмарки, оползневые отложения [Веселов и др., 2006; Гаврилов, 2009; Акуличев и др., 2014; Баранов и др., 2015; Керимов и др., 2015; Богоявленский и др., 2016; Петренко и др., 2017; Рыбальченко и др., 2017; Лексин и др., 2018; Новиков, 2018; Голубин и др., 2019; Дзюбло и др., 2019]. Поиску геологических опасностей с использованием сейсмоакустических методов в различных акваториях посвящены, например, работы [Иванов и др., 2016; Миролюков и др., 2017; Лаломов и др., 2019].

С 2010 г. на Южно-Кириинском НГКМ выполняются комплексные изыскания, включающие батиметрическую съемку, гидролокацию бокового обзора, гидромагнитную съемку, непрерывное сейсмоакустическое профилирование, сейсморазведку высокого разрешения (СВР), отбор проб донных грунтов (глубина опробования до 4 м), гидрометеорологические наблюдения и экологические исследования для постановки полупогружной плавучей буровой установки (ППБУ) на точку для бурения поисково-разведочных скважин.

Ежегодные исследования в течение 8 лет методом сейсморазведки высокого разрешения с 2010 по 2017 г. в пределах Южно-Кириинского НГКМ позволили накопить большой объем сейсмических данных – свыше 8000 погонных километров для выбора безопасных участков при бурении поисково-разведочных скважин. Ежегодно собираемые и обрабатываемые разными исполнителями данные СВР на разных площадках месторождения носили локальный характер без привязки к единой системе. В связи с этим построенные в разные годы сейсмические разрезы не давали возможности провести корреляцию отражающих горизонтов и геологических опасностей на пересекающихся площадках (рис. 1).

Сейсморазведка высокого разрешения на каждой из площадок проводилась по методике продольного профилирования методом отраженных волн в модификации общей глубинной точки [Sheriff, Geldart, 1983; Yilmaz, 2001; Телегин, 2004] с 48-кратным перекрытием. Расстояние между основными профилями составляло 100 м, между секущими профилями – 500 м. Съемка проводилась при скорости судна в пределах 3.5–4.5 узла относительно воды по судовому лагу.

Краткое описание графа обработки

Обработка сейсмических данных выполнялась с использованием единого графа обработ-



Рис. 1. Обзорная карта-схема с контурами площадок, на которых проводилась сейсморазведка высокого разрешения.
Figure 1. Overview sketch map with the contours of the sites, on which the high resolution seismic was carried out.

ки. Кроме основных процедур были применены также детерминистическая нуль-фазовая деконволюция по сигнатуре в ближней зоне, компенсация аппаратной задержки, ослабление когерентных помех до суммирования, устранение влияния углов наклона границ (частичная миграция), расчет нуль-фазового фильтра по найденному импульсу.

Исходные сейсмические данные характеризуются наличием шумов, обусловленных

волнением моря и экранирующим эффектом дна. Для района исследований существенное влияние на формирование волнового поля оказывает наличие газонасыщенных зон и пропластков в верхней части разреза.

Процедуры, входящие в граф обработки сейсмических данных, позволили редактировать «шумы» в трассах, подавить донно-кратные и многократные волны, увеличить разрешенность полезных волн (рис. 2, 3).

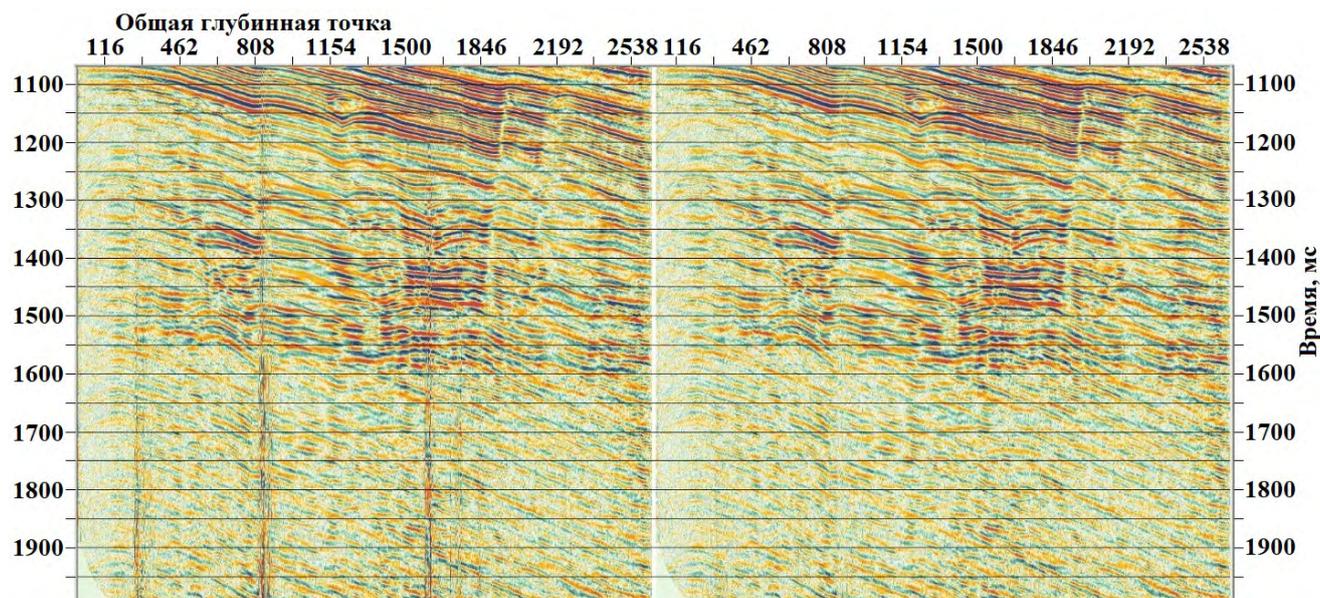


Рис. 2. Пример программного редактирования данных.
Фрагмент разреза ОГТ до (слева) и после (справа) редактирования.

Figure 2. An example of program data editing. Fragment of the CDP section before (left) and after (right) editing.

Рис. 3. Скоростной анализ до (слева) и после (справа) Radon Filter.
Figure 3. Velocity analysis before (left) and after (right) Radon Filter.

На временных разрезах, предназначенных для миграции, данные обязательно должны быть приведены к общей точке отражения. Эта операция, которая называется еще частичной миграцией или устранением влияния углов наклона границ, выполнялась процедурой Dip Move Out (DMO). Для выполнения DMO была выбрана программа Ensemble DMO in T-X Domain, а для миграции после суммирования – программа Steep Dip Explicit FD Time Mig. В результате обработки сейсмических данных получены высококачественные сейсмические мигрированные разрезы. Для оценки формы импульса по полученному разрезу использовалась центральная, полнократная часть разреза и временной интервал 500–1500 мс.

Сейсмические разрезы с едиными параметрами обработки, приведенные к одному виду и уровню, позволили выполнить корреляцию отражающих горизонтов и картировать геоло-

гические опасности на пересекающихся площадках исследований разных лет (рис. 4).

На фрагменте сейсмического разреза хорошо прослеживаются отражающие горизонты и амплитудная аномалия на разных сейсмических профилях.

Выделение геологических опасностей

По результатам построения сейсмических разрезов была проведена детальная интерпретация на основе сейсмогеологической модели из 13 сейсмических комплексов, разделенных 13-ю отражающими горизонтами (рис. 5).

Такая модель позволила описать потенциально опасные для проведения буровых работ объекты наиболее подробно. Отражающий горизонт Sg12 использован для проецирования на него разрывных нарушений.

Для обнаружения аномальных объектов по каждому сейсмическому комплексу проведен динамический анализ в специализированном программном обеспечении, в результате по каждому комплексу получены наборы данных о максимальной и минимальной пиковой амплитуде. Для оценки степени опасности обнаруженных аномалий, помимо определения амплитуды, эти участки визуализировались на сейсмических разрезах для

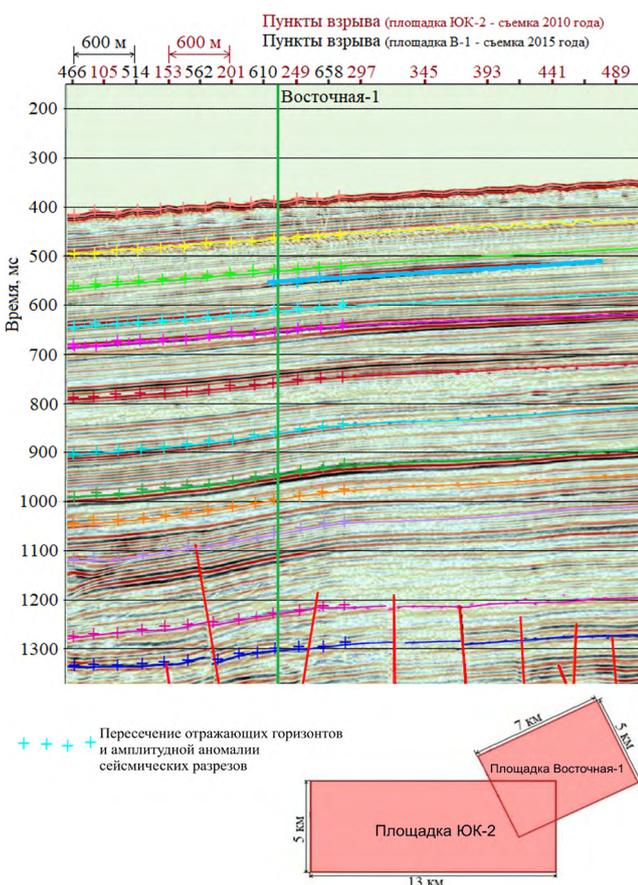


Рис. 4. Фрагмент сейсмического разреза, иллюстрирующий пересечение отражающих горизонтов и амплитудной аномалии на сейсмических профилях, отработанных в разные годы. Остальные усл. обозначения см. к рис. 5.
Figure 4. Fragment of a seismic section illustrating the intersection of reflecting horizons and amplitude anomalies on seismic profiles worked out in different years. For other legend see Figure 5.

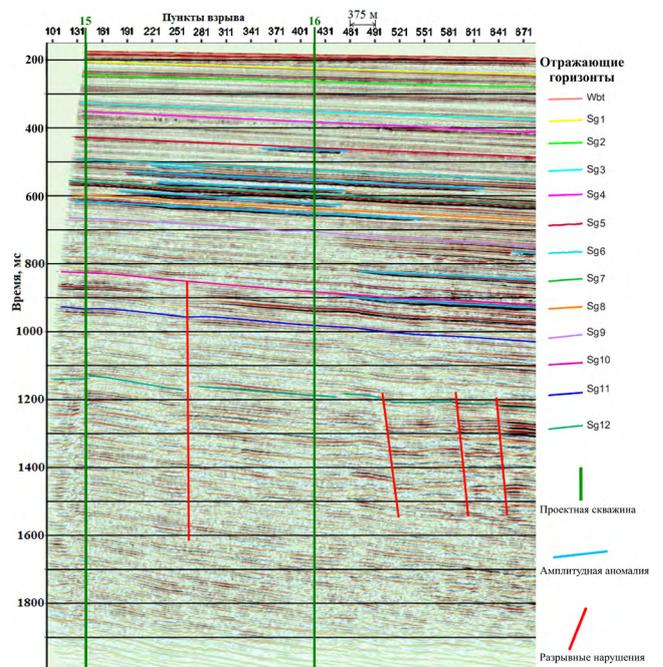


Рис. 5. Фрагмент сейсмического мигрированного временного разреза с выделенными 13-ю отражающими горизонтами.
Figure 5. Fragment of a seismic migrated time section with 13 reflective horizons highlighted.

выявления признаков, свидетельствующих о возможном наличии газа – таких как смена фазы, наличие питающего канала, снижение частоты, наличие искажения (ложного прогибания) всех нижележащих границ [Гайнанов, 2008; Хилтерман, 2010].

Интерпретация сейсмических данных позволила достаточно уверенно выделить на сейсмических разрезах локальные газовые аномалии, разрывные нарушения и турбидитовый поток (рис. 6, 7).

Распознаваемая фронтальная часть турбидитового потока шириной 1000 м и протяженностью более 2.5 км может представлять опасность. Это обусловлено тем, что при наличии такого тела возможно возникновение аномально высоких пластовых давлений. А в случае если это тело сложено песчаными разностями, оно может быть хорошим коллектором для скопления значительного количества газа и также может осложнять проведение буровых работ.

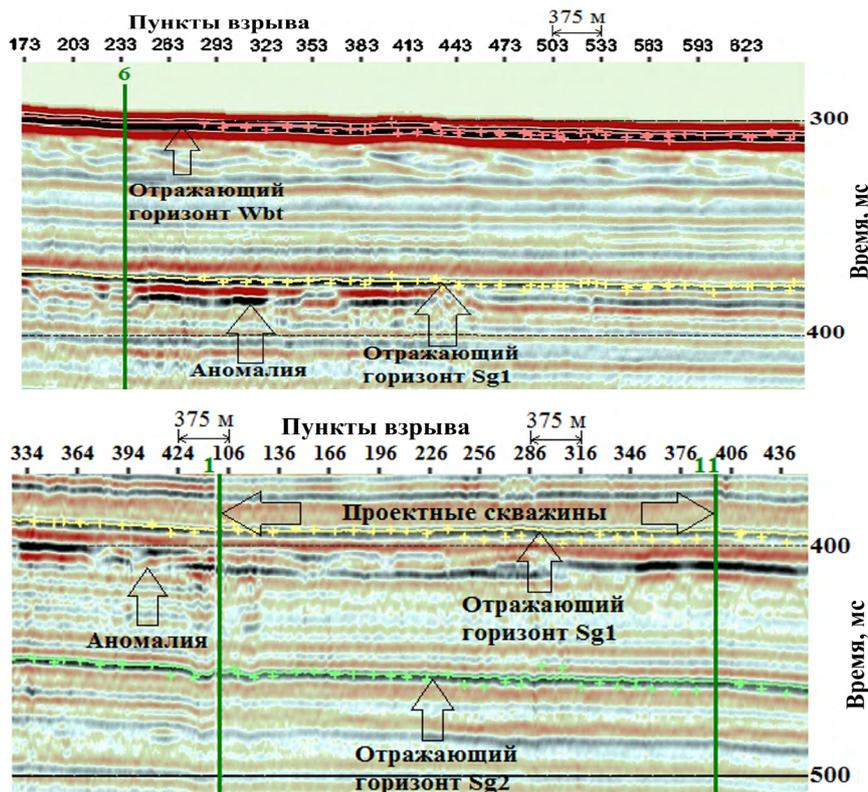


Рис. 6. Фрагменты сейсмического мигрированного временного разреза, показывающие аномалии, связанные с газонасыщением в месте заложения проектной скважины 6 (верхний фрагмент) и скважины 1 (нижний фрагмент). Разноцветные «плюсики» – поперечные сейсмические разрезы с увязанными отражающими горизонтами.

Figure 6. Fragments of a seismic migrated time section showing anomalies associated with gas saturation at the location of the planned well 6 (upper) and well 1 (lower). Multicolored “pluses” – transverse seismic sections with associated reflective horizons.

Исследование амплитудных аномалий совместно с данными газового каротажа

Для Южно-Киринского месторождения впервые исследованы амплитудные аномалии по данным сейсморазведки высокого разрешения с идентификацией их в пробуренных скважинах с учетом данных газового каротажа. Для совместной интерпретации были использованы данные газового каротажа скважин ЮК-5 и ЮК-6. Скважина ЮК-6 отличается самым высоким содержанием газа в промывочной жидкости. Согласно сейсмическому разрезу, скважина пересекает максимальную амплитудную аномалию на времени порядка 940 мс, что соответствует глубине 815 м. На диаграмме газового каротажа в этой точке зарегистрировано минимальное значение содержания C_1 в промывочной жидкости. Это, вероятней всего, свидетельствует о том, что аномальный объект до отражающего горизонта Sg_{11} следует интерпретировать как пласт глинистых

пород с песчаными прослойками, который по сравнению с вмещающими толщами характеризуется меньшим объемом порового пространства и, соответственно, меньшим содержанием газа. Такой глинистый пласт может выступать в роли крышки, накапливать под собой газ и быть потенциально опасным при проходке скважины. Каротажная газовая диаграмма дополняет сейсмический разрез в интервале времен от 730 до 1120 мс, соответствующем интервалу глубин от 610 до 1000 м. Значения содержания C_1 колеблются в пределах от 2,4 до 4,8 % (рис. 8). Таким образом, совместная интерпретация сейсмических и газокаротажных данных существенно повышает результативность выявления геологических опасностей, связанных с газопроявлениями при бурении скважин на нефтегазоносных площадях.

В результате интерпретации сейсмических разрезов построена карта геологических опасностей в пределах Южно-Киринского НГКМ (см. карту).



Рис. 7. Пример интерпретации разреза, показывающий турбидитовое тело. Красные вертикальные линии – разрывные нарушения.

Figure 7. An example of a section interpretation showing turbidite body. Red vertical lines – faults.

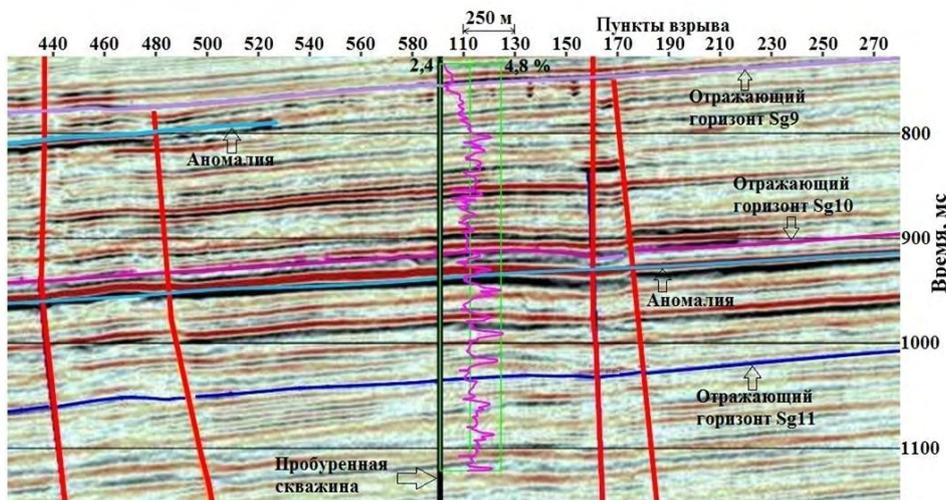


Рис. 8. Фрагмент интерпретации данных СВР с данными газового каротажа на участке пробуренной скважины ЮК-6. Красные вертикальные линии – разрывные нарушения.

Figure 8. Fragment of interpretation of high resolution seismic data with gas logging data in the area of the drilled well SK-6. Red vertical lines – faults.

На карту геологических опасностей вынесены аномальные зоны каждого сейсмического комплекса, разрывные нарушения, турбидитовый поток, которые необходимо учитывать при строительстве скважин.

Заключение

На основе данных сейсморазведки высокого разрешения были идентифицированы и откартированы все обнаруженные геологические опасности, которые необходимо учитывать при строительстве скважин на Южно-Кирином нефтегазоконденсатном месторождении. Проектные скважины в той или иной степени «зара-

жены» газовыми скоплениями различного типа и генезиса. Для исключения риска выбросов приповерхностного газа при проходке верхней части разреза в местах аномальных зон, обозначенных на карте, требуется изменение точки заложения скважины. Наиболее опасным при проходке скважины является интервал 0–100 м от морского дна при наличии газа в разрезе, в связи с этим изменение точки заложения проектной скважины неизбежно при любом риске. При залегании локальных газовых аномалий свыше 100 м от морского дна применяются дополнительные технологии при бурении, такие, например, как использование цементных растворов с газоблокирующими добавками.

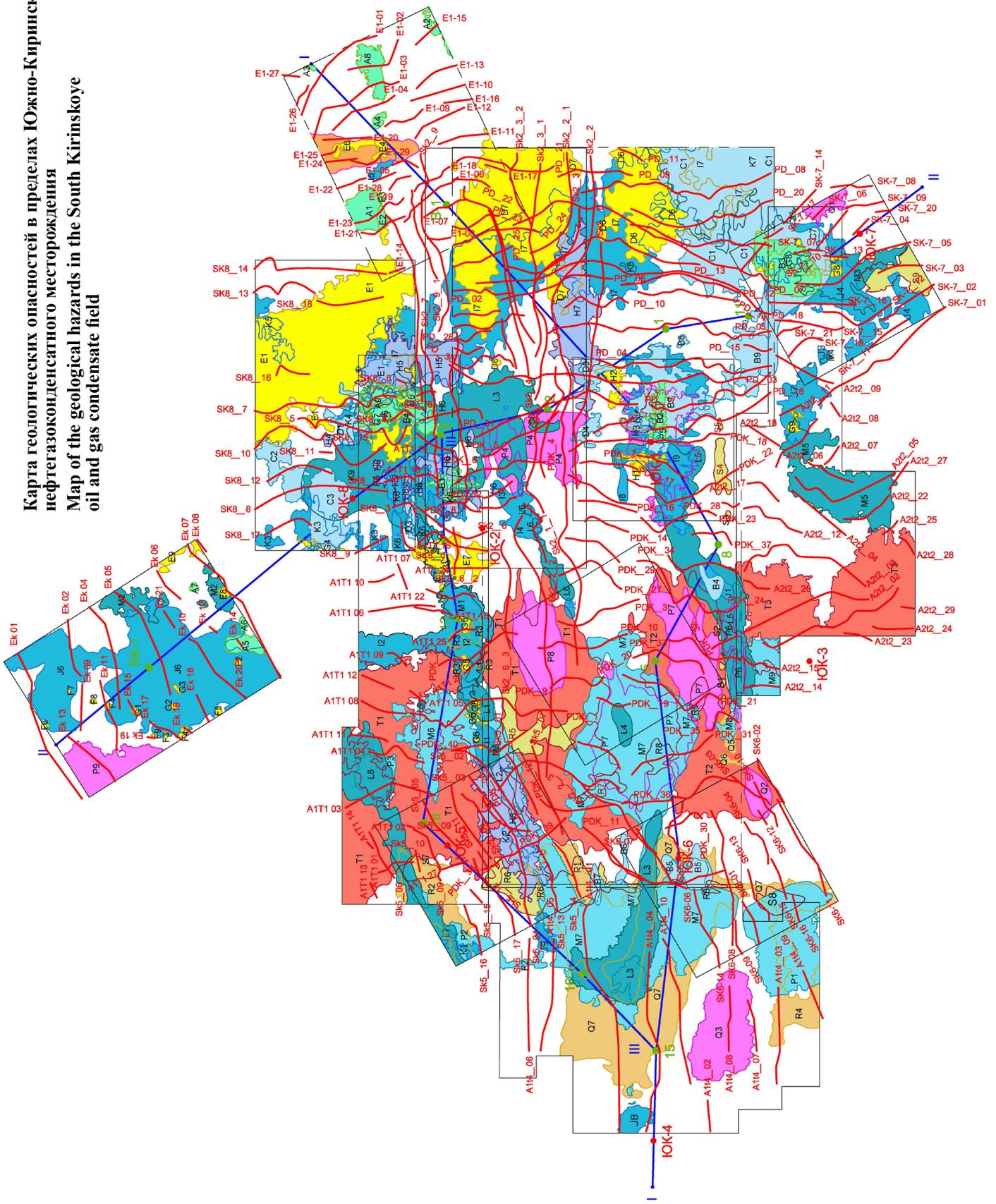
В результате совместной интерпретации сейсмических и газокаротажных данных выявлено, что минимальное значение содержания метана на каротажной диаграмме соответствует максимальной амплитуде на

сейсмическом разрезе.

Развитие методов поиска геологических опасностей в акваториях, включая усовершенствование геофизического оборудования, программных средств обработки и интерпретации сейсмических данных, позволит в перспективе повысить качество выявления геологических опасностей и тем самым, во избежание экологических катастроф, уменьшить риск аварий при строительстве скважин.

По результатам сейсморазведки высокого разрешения и непрерывного сейсмоакустического профилирования на Южно-Кирином НГКМ было успешно выполнено бурение семи поисково-разведочных скважин.

Карта геологических опасностей в пределах Южно-Киринского нефтегазоконденсатного месторождения
 Map of the geological hazards in the South Kirinskoye oil and gas condensate field



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

	Зона газопровялений отражающего горизонта Wp1-Sg1, глубина 10-55 м от морского дна		Зона газопровялений отражающего горизонта Sg4-Sg5, глубина 160-280 м от морского дна		Зона газопровялений отражающего горизонта Sg8-Sg9, глубина 380-500 м от морского дна		Контур фронтальной части турбидитового потока
	Зона газопровялений отражающего горизонта Sg1-Sg2, глубина 30-100 м от морского дна		Зона газопровялений отражающего горизонта Sg5-Sg6, глубина 210-330 м от морского дна		Зона газопровялений отражающего горизонта Sg9-Sg10, глубина 440-650 м от морского дна		Связующие профили сейсморазведки высокого разрешения
	Зона газопровялений отражающего горизонта Sg2-Sg3, глубина 150-180 м от морского дна		Зона газопровялений отражающего горизонта Sg6-Sg7, глубина 260-410 м от морского дна		Зона газопровялений отражающего горизонта Sg10-Sg11, глубина 570-880 м от морского дна		Гробоуренные скважины
	Зона газопровялений отражающего горизонта Sg3-Sg4, глубина 180-210 м от морского дна		Зона газопровялений отражающего горизонта Sg7-Sg8, глубина 340-440 м от морского дна		Разрывные нарушения		Проектные скважины
							Амплитудные аномалии

Список литературы

1. Акуличев В.А., Обжиров А.И., Шакиров Р.Б., Мальцева Е.В., Гресов А.И., Телегин Ю.А. 2014. Условия формирования газогидратов в Охотском море. *Доклады Академии наук*, 454(3): 340–342. <http://doi.org/10.7868/S0869565214030165>
2. Баранов Б.В., Дозорова К.А., Рукавишников Д.Д. 2015. Опасные геологические процессы на восточном склоне острова Сахалин. *Океанология*, 55(6): 1001–1005. <http://doi.org/10.7868/S0030157415060027>
3. Богоявленский В.И., Керимов В.Ю., Ольховская О.О., Мустаев Р.Н. 2016. Повышение эффективности и безопасности поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа на акватории Охотского моря. *Территория Нефтегаз*, 10: 24–32.
4. Веселов О.В., Гордиенко В.В., Куделькин В.В. 2006. Термобарические условия формирования газогидратов в Охотском море. *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*, 4: 42–65.
5. Гаврилов А.А. 2009. Роль разрывных нарушений в формировании береговых линий Охотского и Японского морей (ст. 1. Региональный аспект исследований). *Геоморфология*, 3: 38–49.
6. Гайнанов В.Г. 2008. Об использовании динамических параметров записи при сейсмоакустическом профилировании. *Вестник Московского университета*, Сер. 4, Геология, 5: 33–39.
7. Голубин С.И., Савельев К.Н., Новиков А.Н. 2019. Оценка геологических опасностей при эксплуатационном мониторинге объектов морских месторождений шельфа острова Сахалин. *Газовая промышленность*, S1 (782): 30–35.
8. Дзюбло А.Д., Воронова В.В., Перекрестов В.Е. 2019. Исследование приповерхностного газа шельфа о. Сахалин и минимизация рисков при строительстве морских скважин. *Вестник Ассоциации буровых подрядчиков*, 3: 20–25.
9. Иванов Г.И., Казанин А.Г., Саркисян М.В., Ланцев В.В., Некрылов Н.Т., Ионов В.Ю., Павлов С.П., Макаров Е.С. 2016. Сейсмика высокого разрешения – новый шаг вперед при изучении опасных геологических процессов. *Нефть. Газ. Новации*, 1: 65–68.
10. Керимов В.Ю., Сизиков Е.А., Синявская О.С., Макарова А.Ю. 2015. Условия формирования и поиски залежей УВ в турбидитовых коллекторах Охотского моря. *Нефть, газ и бизнес*, 2: 32–37.
11. Лаломов Д.А., Коршунов Д.А., Мусин М.В., Разматова А.В. 2019. Районирование участков распространения свободного газа в Обской губе на основе статистического анализа данных сейсмоакустических исследований. *Инженерные изыскания*, 3: 50–59.
12. Лексин В.К., Самарин В.И., Лисковский П.Н. 2018. Результаты интерпретации сейсмических разрезов при инженерных изысканиях в пределах Южно-Киринского нефтегазоконденсатного месторождения (шельф о. Сахалин). *Инженерные изыскания*, 9-10: 64–73.
13. Миронюк С.Г., Росляков А.Г., Семенова А.А., Шарипов М.Ш. 2017. Использование высокоразрешающей сейсморазведки для выявления геологических опасностей в различных геоморфологических зонах Черного моря. *Инженерные изыскания*, 1: 54–60.
14. Новиков А.А. 2018. Специфика проведения комплексных морских инженерных изысканий и оценка опасностей геологических процессов под объекты подводного добычного комплекса шельфовых месторождений Кириного блока о. Сахалин. *Газовая промышленность*, 9: 42–48.
15. Петренко В.Е., Оганов Г.С., Свиридова Т.А. 2017. Приповерхностный газ: риски и варианты технико-технологических решений при проектировании строительства скважин на морском шельфе. *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса*, 2: 21–27.
16. Рыбальченко В.В., Гоговенков Г.Н., Слепченко В.С. 2017. Вертикальная миграция газа и газогидраты на северо-восточном шельфе Сахалина. *Геология нефти и газа*, 2: 38–51.
17. Телегин А.Н. 2004. *Морская сейсморазведка*. М.: ООО «Геоинформ-марк», 237 с.
18. Хилтерман Ф.Дж. 2010. *Интерпретация амплитуд в сейсморазведке*. Тверь: Издательство ГЕРС, 256 с.

19. Sheriff R.E., Geldart L.P. **1983**. *Exploration Seismology. 2: Data – processing and interpretation*. London: Cambridge University Press, 231 p.

20. Yilmaz O. **2001**. *Seismic data analysis – processing, inversion, and interpretation of seismic data*. Tulsa: SEG, 2025 p. <https://doi.org/10.1190/1.9781560801580>

References

1. Akulichev V.A., Obzhirov A.I., Shakirov R.B., Maltseva E.V., Gresov A.I., Telegin Yu.A. **2014**. Conditions of gas hydrate formation in the Sea of Okhotsk. *Doklady Earth Sciences*, 454(1): 94–96.

<https://doi.org/10.1134/s1028334x14010164>

2. Baranov B.V., Dozorova K.A., Rukavishnikova D.D. **2015**. Hazardous geological processes on the eastern slope of Sakhalin. *Oceanology*, 55(6): 906–909. <http://doi.org/10.7868/S0030157415060027>

3. Bogoyavlensky V.I., Kerimov V.Yu., Olkhovskaya O.O., Mustaev R.N. **2016**. Improving the efficiency and safety prospecting, exploration and development of oil and gas in the Sea of Okhotsk. *Territoriya Neftegaz [Oil and gas territory]*, 10: 24–32. (In Russ.).

4. Veselov O.V., Gordienko V.V., Kudelkin V.V. **2006**. [Thermobaric conditions for the formation of gas hydrates in the Sea of Okhotsk]. *Geology and Mineral Resources of World Ocean*, 4: 42–65. (In Russ.).

5. Gavrilov A.A. **2009**. The role of faults in the formation of the coastlines of the Okhotsk Sea and Sea of Japan (paper 1. Regional aspect of studies). *Geomorfologiya*, 3: 38–49. (In Russ.).

6. Gaynanov V.G. **2008**. [On the use of dynamic recording parameters in seismoacoustic profiling]. *Vestnik Moskovskogo universiteta, Seriya 4, Geologiya = Moscow University Geology Bull.*, 5: 33–39. (In Russ.).

7. Golubin S.I., Saveliev K.N., Novikov A.N. **2019**. Estimation of geological hazards in the operational monitoring of offshore fields of Sakhalin Island. *Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry Magazine*, S1 (782): 30–35. (In Russ.).

8. Dzyublo A.D., Voronova V.V., Perekrestov V.E. **2019**. Research shallow gas of Sakhalin shelf and minimize risks during offshore wells construction. *Vestnik Assotsiatsii burovnykh podryadchikov = Bull. of the Association of Drilling Contractors*, 3: 20–25. (In Russ.).

9. Ivanov G.I., Kazanin A.G., Sarkisyan M.V., Lantsev V.V., Nekrylov N.T., Ionov V.Yu., Pavlov S.P., Makarov E.S. **2016**. [High-resolution seismics – a new step forward in the study of geological hazards]. *Neft. Gaz. Novatsii. [Oil. Gas. Innovations]*, 1: 65–68. (In Russ.).

10. Kerimov V.Y., Sizikov E.A., Sinyavskaya O.S., Makarova A.Y. **2015**. The conditions of the formation and the searching of hydrocarbon deposits in the turbidite reservoirs on the Okhotsk offshore. *Neft', gaz i biznes [Oil, Gas and Business]*, 2: 32–37. (In Russ.).

11. Lalomov D.A., Korshunov D.A., Musin M.V., Razmatova A.V. **2019**. Regionalization of shallow gas distribution sites in the gulf of Ob based on statistical analysis of seismoacoustic data. *Inzhenernye izyskaniya = Engineering Survey*, 13(3): 50–59. (In Russ.).

12. Leksin V.K., Samarin V.I., Liskovyi P.N. **2018**. Results of interpretation of seismic during engineering surveys within of the South-Kirinskoye oil and gas condensate field (shelf of Sakhalin Island). *Inzhenernye izyskaniya = Engineering Survey*, 12(9–10): 64–73. (In Russ.).

13. Mironyuk S.G., Roslyakov A.G., Semenova A.A., Sharipov M.S. **2017**. Using high-resolution seismics for identification of geological hazards in various geomorphological zones of the Black sea. *Inzhenernye izyskaniya = Engineering Survey*, 1: 54–60. (In Russ.).

13. Novikov A.A. **2018**. Specifics of the integrated offshore geotechnical investigations and estimation of geological hazards for objects of the subsea production system of the offshore fields of Kirinsky block of Sakhalin Island. *Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry Magazine*, 9: 42–48. (In Russ.).

15. Petrenko V.E., Oganov G.S., Sviridova T.A. **2017**. Shallow gas: risks and variants of technical-technological solutions when projecting construction of offshore wells. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa = Equipment and technologies for oil and gas complex*, 2: 21–27. (In Russ.).

16. Rybalchenko V.V., Gogonenkov G.N., Slepchenko V.A. **2017**. Vertical gas migration and gas hydrates in the northeast shelf of Sakhalin. *Oil and Gas Geology*, 2: 38–51. (In Russ.).

17. Telegin A.N. **2004**. [Marine seismic exploration]. Moscow: Geoinformmark, 237 p. (In Russ.).

18. Hilterman F.J. **2010**. *Interpretation of amplitudes in seismic exploration*. Tver: Publ. House of the GERS, 256 p. (In Russ.). (Translation from: Hilterman F.J. **2001**. Seismic amplitude interpretation. Society of Exploration Geophysicists, 236 p.).

19. Sheriff R.E., Geldart L.P. **1983**. *Exploration Seismology. 2: Data – processing and interpretation*. London: Cambridge University Press, 231 p.

20. Yilmaz Ö. **2001**. *Seismic data analysis – processing, inversion, and interpretation of seismic data*. Tulsa: SEG, 2025 p. <https://doi.org/10.1190/1.9781560801580>

Об авторе

ЛЕКСИН Василий Константинович (ORCID 0000-0003-2635-9882), руководитель группы морских изысканий, ООО «РН-СахалинНИПИморнефть», Южно-Сахалинск, lex-vasya@mail.ru