

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.14>

УДК 550.34

Метод обработки данных пассивной сейсмологии для выявления контрастных внутрисолевых пропластков в геологическом разрезе Астраханского свода

Е.В. Биряльцев¹, А.А. Вихорева², В.А. Захарчук³, А.Ю. Комаров³, В.В. Пыхалов^{2*}, О.В. Тинакин³

¹ООО «Градиент Технологии», Казань, Россия

²ООО «Октопус», Астрахань, Россия

³ООО «Газпром добыча Астрахань», Астрахань, Россия

Рассматривается задача обработки сигналов микросейсмических шумов (МСШ) с целью выявления и оценки глубины залегания контрастных геологических объектов – межсолевых пропластков, с потенциально высоким пластовым давлением. При невозможности использования искусственных источников волн ставится задача статистической обработки данных пассивных сейсмических наблюдений. Благодаря накоплению спектральной плотности мощности (СПМ) при длительной регистрации МСШ, происходит выделение детерминированного влияния среды на спектр случайного сигнала. Модуляция СПМ при воздействии белого шума на поверхность или подошву слоистой среды выражается через функцию Грина (ФГ) волнового уравнения. Соответствующие слоям вариации ФГ образуют базис для аппроксимации накопленной СПМ, и указывают на глубину и контрастность искомым объектов.

Ключевые слова: гидродинамически изолированные пласты, межсолевые пропластки, пластовое давление, пассивная сейсмология, низкочастотное сейсмическое зондирование, микросейсмический шум, функция Грина волнового уравнения, спектральная плотность мощности, накопление статистической информации, метод максимального правдоподобия

Для цитирования: Биряльцев Е.В., Вихорева А.А., Захарчук В.А., Комаров А.Ю., Пыхалов В.В., Тинакин О.В. (2021). Метод обработки данных пассивной сейсмологии для выявления контрастных внутрисолевых пропластков в геологическом разрезе Астраханского свода. *Георесурсы*, 23(3), с. 109-117. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.14>

Введение

Территория Астраханского свода является крупнейшей ресурсной базой Российского сектора Прикаспийской впадины (Антипов и др., 2008). Основные разведанные запасы углеводородов (УВ) в пределах Астраханского свода сосредоточены в башкирской продуктивной толще. Суммарные начальные ресурсы, приходящиеся на подсолевые отложения Астраханского свода, составляют 14,34 млрд т усл. т (Новиков и др., 2007). Здесь выявлено и разрабатывается месторождение-гигант – Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ), приуроченное к центральной части свода – Аксарайскому валу. Помимо него, в последние годы открыт по периферии Аксарайского вала ещё ряд крупных залежей УВ: Западно-Астраханское, Великое (рис. 1). На ряде площадей получены признаки углеводородов.

Одной из проблем, затрудняющих освоение и разведку месторождений, является проходка сложнопостроенных надпродуктивных отложений. Мощная надпродуктивная толща, около 4000 м, характеризуется сложным геологическим строением из 12 стратиграфических горизонтов от четвертичных до нижнепермских отложений, представленных терригенными, карбонатными, сульфатно-галогеенными породами.

Осложнения при бурении чаще всего связаны с проходкой соленосных толщ кунгурского яруса.

В строении соляной толщи кунгурского яруса можно выделить три формации: нижняя, сульфатно-карбонатная (филипповский горизонт); средняя, сульфатно-карбонатно-терригенная (СКТ) и верхняя, галогеенная. Средняя и верхняя формации образуют иренский горизонт.

Сульфатно-карбонатно-терригенная формация представлена чередованием пачек гипса, ангидрита, содержащими неравномерную примесь терригенно-карбонатного материала, внутрисолевых глин, аргиллитов, известняков, а также пород смешанного типа (сульфатно-терригенных и терригенно-сульфатных), разделённых пропластками галита.

СКТ формация подстилается нижней субгоризонтально залегающей толщей филипповского горизонта, представленного переслаиванием известняков, глинистых известняков, ангидритов с прослоями терригенного материала. СКТ формация перекрыта галогеенной формацией, представленной каменной солью – галитом с редкими пропластками негалогеенных пород.

Часто галогеенную формацию венчает верхняя сульфатно-карбонатная пачка «кепрок», представленная сульфатно-карбонатными породами.

Особенностью в строении СКТ формации является наличие в ней пачек негалогеенных пород, разделённых интервалами соли разной толщины. Такие пачки представляют собой гидроизолированные пласты (ГИП) которые могут содержать высоконапорные рапонасыщенные породы.

* Ответственный автор: Виктор Владимирович Пыхалов
e-mail: viktor.pihalov@yandex.ru

© 2021 Коллектив авторов

ГИП соответствует по данным ГИС и бурения совокупности интервалов разреза в нижнеиреньской толще, представленных одним, либо несколькими пластами негалогенных пород и отделённых друг от друга непроницаемыми породами малой толщины (15 и менее метров).

ГИП может содержать рапонасыщенные пропластки, пластовое давление в которых превышает давление в стволе скважины (критически высоконапорные пласты).

Вскрытие таких пластов приводит к аварийным ситуациям, связанным с рапопроявлением. При строительстве эксплуатационных и разведочных скважин, более чем в 50 из них были отмечены осложнения, связанные с рапопроявлениями из ГИП.

Ликвидация осложнений требует значительных материально-технических затрат и времени. В ряде случаев они заканчиваются ликвидацией скважин.

Непосредственно бурение, на сверхтяжёлых растворах начиная с глубины 2900 метров (минимальная глубина залегания нижнеиреньской СКТ формации) может привести к эффекту гидроразрыва для пластов с более низкими пластовыми давлениями и возникновению осложнений, приводящих также к аварийной ситуации и остановке бурения.

Для исключения и минимизации рисков возникновения осложнений, до начала строительства скважины, необходимо иметь представление о наличии ГИП и их количестве в разрезе скважины (прогнозные толщины, глубины вскрытия и количество ГИПов). Эти данные позволяют заблаговременно разработать организационно-технические мероприятия, актуализировать данные геомеханического моделирования.

Геологическое строение объекта исследования

Решение задачи прогноза ГИП с использованием методов сейсморазведки 2D, 3D МОГТ весьма затруднено. В сейсмическом волновом поле сульфатно-карбонатно-терригенная формация кунгурского яруса проявляется хаотически распределёнными осями синфазности, которые отмечаются повышенной энергией относительно волнового поля, характерного для надсолевых отложений (рис. 2).

Расшифровать столь сложную волновую картину практически невозможно и связано это со следующими причинами:

- значительные искажения сейсмического волнового поля, вызываемые сложным строением соляных куполов. Искажения обусловлены крутыми углами наклона и резко изменчивой кривизной стенок соляных тел, являющихся преломляющими и рассеивающими границами, а также малыми размерами сводов соляных куполов по сравнению с используемыми при сейсморазведке апертурами наблюдений. Эти факторы приводят к существенной не гиперболичности годографов отражённых волн, значительному эффекту рассеяния сейсмической энергии;

- влияние различного рода волн помех (рассеянных волн, дифрагированных и других);
- невыдержанность физических и морфологических параметров внутрисолевых пачек и прослоев.

Для выявления особенностей строения ГИПов проанализированы разрезы скважин, в процессе строительства которых рапопроявления были успешно ликвидированы. Таких скважин оказалось 37.

Анализ данных ГИС и бурения показал, что рапонасыщенные интервалы (то есть интервалы, которые содержат высоконапорные рапонасыщенные пласты) могут являться как самостоятельными ГИПами, так и содержать несколько гидродинамически изолированных друг от друга пластов.

В рапонасыщенных интервалах экранами для ГИПов являются галогенные отложения кунгура, перекрывающие прослой негалогенных пород (трещинных ангидритов,

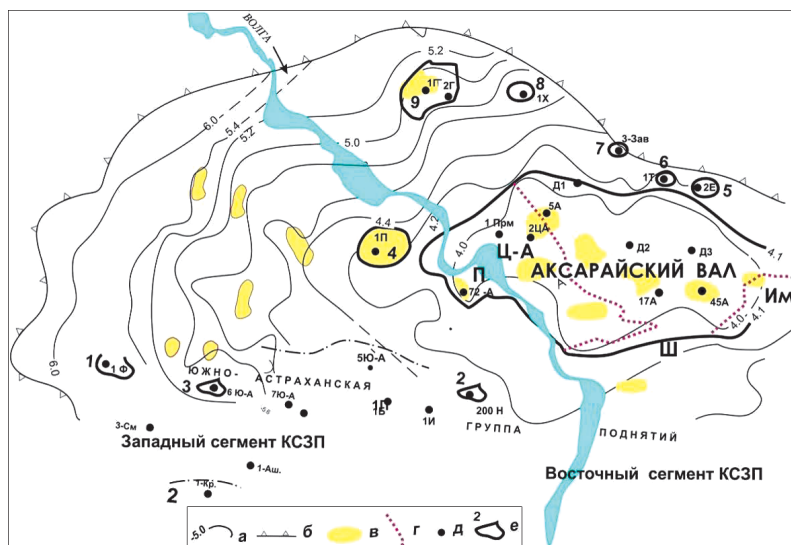


Рис. 1. Схема расположения объектов с доказанной бурением нефтегазоносностью бакирских отложений. а – изогипсы по кровле бакирских отложений; б – контур карбонатного массива по кровле бакирских отложений; в – ЗОТ; г – границы сегментов АГКМ: П – Правобережный; Ц-А – Центрально-Астраханский; Л – Левобережный; Ш – Шагалинский; Им – Имашевский; Д – скважины; е – структуры (объекты) с признаками УВ: 1 – Ферсмнская; 2 – Николаевская; 3 – Уланская; 4 – Правобережная; 5 – Еленовская; 6 – Табаковская; 7 – Заволжская; 8 – Харабалинская; 9 – Селитренно-Георгиевская

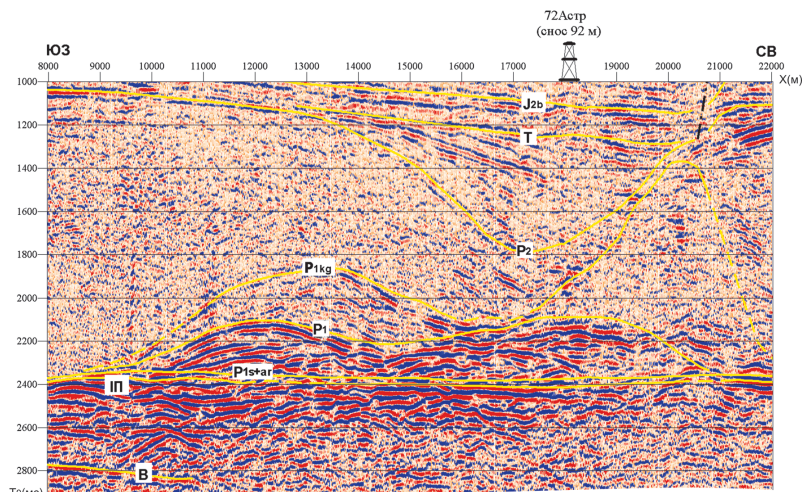


Рис. 2. Проявление нижней формации (толща, заключённая между горизонтом P1-P1a) в сейсмическом волновом поле. Правобережный сегмент Астраханского свода.

пород смешанного типа (сульфатно-карбонатных и сульфатно-терригенных прослоев), внутрисолевых глин), играющих роль емкостных резервуаров рапы.

В ряде случаев экранами для ГИПов могут выступать ангидриты с отсутствием открытых трещин.

В результате выполненного анализа данных геофизических исследований скважин, а также данных станции геолого-технологических исследований в 37 разрезах скважин выявлены 52 высоконапорных рапонасыщенных гидродинамически изолированных пласта.

Статистический анализ этих данных показал, что более 92 % из всех выявленных ГИПов содержат пропластки ангидритов, 74 % связаны с наличием внутрисолевых глин, и 70 % характеризуются наличием пород смешанного типа.

В целом же более 90 % ГИПов характеризуются наличием от двух и более пропластков пород различного литотипа.

Соответственно ГИПы, представленные только одним литотипом (пласт ангидрита, пласт пород смешанного типа, пласт внутрисолевой глины), встречаются сравнительно редко.

Границы пород различных литотипов обладают различным акустическим импедансом и, соответственно, коэффициентом отражения (табл. 1).

По данным ГИС скорость прохождения упругих волн в толще соли составляет 4500–4600 м/с. Плотность соли изменяется от 2,1 г/см³ до 2,2 г/см³ и в среднем может быть принята равной 2,15 г/см³.

Для сульфатно-галогенных и ангидритовых пород скорость продольных волн изменяется от 5300 м/с до 5800 м/с, плотность – от 2,6 г/см³ до 2,8 г/см³. Сульфатно-терригенные и терригенно-сульфатные породы характеризуются изменением скорости продольных волн от 4600 до 4800, 4800 м/с, плотности 2,4–2,55 г/см³. Внутрисолевые глины характеризуются скоростью продольных волн, в среднем равной 4200 м/с и плотностью 2,4 г/см³.

Рассчитанные положительные коэффициенты отражения на основе этих осредненных характеристик (табл. 1) показали, что внутрисолевые пропластки имеют значимые коэффициенты отражения по сравнению с вмещающей породой (прежде всего галитом). При этом наибольшим коэффициентом отражения будут характеризоваться ГИПы, связанные с ангидритами, – в виде наличия ангидритов в кровле (граница соль/ангидрит), либо в подошве (глина/ангидрит). Коэффициенты отражения для таких границ составляет 0,23–0,25. Высоким коэффициентом отражения будет характеризоваться граница глина/породы смешанного типа (ПСТ).

Менее выраженными являются границы глина/галит и ПСТ/ангидрит.

Как правило, ГИПы, представленные несколькими литотипами, имеют не менее трёх пластов, обладающих четырьмя акустически контрастными границами (две с положительными и две с отрицательными коэффициентами отражения). ГИПы, представленные только одним литотипом, будут характеризоваться только двумя акустически контрастными границами (соответственно, с одним положительным и одним отрицательным коэффициентами отражения).

Другим важным параметром является толщина ГИПа.

Интервалы негалогенных пород, содержащие в своём

$K_{отр}$	Кровля пласта	Подошва
0,23	Галит	Ангидрит, ГСП
0,16	Галит	Породы смешанного типа
0,25	Глина	Ангидрит, ГСП
0,072	Породы смешанного типа	Ангидрит, ГСП
0,18	Глина	Породы смешанного типа
0,019	Глина	Галит

Табл. 1. Расчётные коэффициенты отражения для границ, связанных с ГИПами

составе высоконапорные пласты, имеют толщину от 3 м до 240 м. При этом рапонасыщенные интервалы могут быть как самостоятельными ГИПами, так и содержать несколько ГИПов.

В подавляющем большинстве случаев 63% ГИПов имеют толщину в 40 м и представлены несколькими литотипами.

17 рапонасыщенных интервалов имеют толщину менее 40 м, и 6 из них (35 %) представлены одним литотипом.

Анализ коэффициента аномальности, рассчитанного по плотности бурового раствора показал, что его величина не связана с толщиной как ГИПа, так и рапонасыщенного интервала. Какой-либо связи между величиной коэффициента аномальности рапонасыщенного пласта и морфологией соляных тел также не отмечено. Высоконапорные рапонасыщенные пласты отмечены в пределах распространения сводов соляных тел, их склонов и мульд.

Исследования показали, что существует общая тенденция – с увеличением толщины соляного тела увеличивается и суммарная толщина сульфатотерригенно-карбонатной формации (соответственно, и количество критически высоконапорных пластов).

Коэффициент линейной аппроксимации составляет 0,4, т.е. здесь можно говорить только о наличии некой тенденции. При этом отмечается много случаев, когда толщина соляного тела велика – более 3500 м, а доля негалитовой части практически равна нулю (то есть сульфатно-терригенно-карбонатная формация отсутствует).

Таким образом использовать морфологический критерий для прогнозирования ГИПов не представляется возможным.

Анализ данных ГИС для скважин, расположенных на расстоянии не более 1 км друг от друга, показывает, что количество и толщина негалогенных прослоев, слагающих сульфатно-терригенно-карбонатную формацию, а также их литология резко изменчивы по латерали и вертикали. Это делает межскважинную корреляцию таких пропластков по данным бурения и ГИС в подавляющем количестве случаев невозможной.

В редких случаях удаётся выделить протяжённые пласты, однозначно идентифицированные между двумя скважинами. Эти данные свидетельствуют о том, что латеральные размеры ГИПов не превышают 2 км, и в большинстве случаев они не превышают 1 км.

Определение углов залегания внутрисолевых пропластков сделано в ограниченном количестве скважин. Полный анализ керна выполнен только в трёх из них по всему вскрытому разрезу, в нескольких – лишь по

результатам отобранного керна в отдельных интервалах разреза.

В нескольких скважинах данные об угле залегания пропластков можно получить по результатам определения элементов залегания пластов и трещин методом ИПТН (индукционно-пластово-трещинная наклонотрия).

В результате этих исследований установлено, что преобладающее залегание внутрисолевого прослоев субгоризонтальное. При этом в ряде скважин встречены отдельные интервалы, подстилаемые и перекрываемые галитом, с залеганием внутрисолевого пропластков под углами более 30° . В разрезах отмечено, что интервалы с субгоризонтальным залеганием могут чередоваться с интервалами, в пределах которых внутрисолевого пропластки наклонены под углом более чем в 30° .

Таким образом, задача прогноза ГИПов с потенциальным высоконапорными пластами сводится к выявлению акустически контрастных границ, соответствующих в большинстве случаев кровле и подошве ГИПов, либо одиночных отражений (для ГИПов сложенных одним литотипом).

В связи с неэффективностью применения активной сейсморазведки и методов межскважинной корреляции, для прогнозирования ГИПов внутри соленосных отложений кунгурского яруса была опробована технология пассивной сейсморазведки.

Предлагаемый подход

В настоящее время теоретические методы пассивной сейсмоки, в частности метод низкочастотного сейсмического зондирования (НСЗ), анализ и обработка полевых наблюдений микросейсмических шумов (МСШ) представлены в работах (Birialtsev et al., 2009; Графов и др., 1996). В данных работах реализовано прямое моделирование функции Грина трехмерной среды и детальный статистический анализ шумов, а также предложен способ компенсации сигнала поверхностной волны на вертикальной компоненте каждого приемника.

Предположение об источнике на глубинной поверхности и связь между коэффициентами прохождения и отражения (Claerbout, 1968) составляют основу обобщенного метода НСЗ (метод низкочастотного сейсмического зондирования) – интерферометрии (Draganov et al., 2003). Тезисы метода интерферометрии развиваются в ряде работ (Vidal et al., 2018) и охватывают широкий круг задач сейсморазведки и мониторинга.

Во всех методах НСЗ система наблюдений должна включать площадную расстановку (антенну) ЗС-приемников со строгой ориентацией проекций XYZ , что связано с пространственным разрешением (пеленгом) направлений распространения волны. Селекция по направлению прихода волны необходима для исключения из обработки как поверхностных волн, в которых доминируют техногенные помехи, так и головных или отраженных под большими углами объемных волн, поскольку они не испытывали отражения от искомым геологических объектов, а их акустические пути лежат преимущественно вне изучаемого разреза. Фазирование сейсмической антенны позволяет вращать главный лепесток диаграммы направленности и получить взвешенные суммы сигналов (волн) различных направлений. В данном случае, информативными

являются только волны с вертикальным распространением. Синтез диаграммы направленности и разделение сигналов по направлениям осуществлены в теории цифровых антенных решеток (ЦАР) (Найкин, 1985).

Важным элементом НСЗ является выделение в естественном акустическом поле вертикально-направленных резонансных волн, которые образуются на акустически контрастных границах и резонируют в геологической среде. Роль резонаторов играет толща, заключенная между дневной поверхностью и отражающей границей.

Постановка задачи в приближении однократного отражения

Мы будем решать задачу выявления контрастных объектов в почти известной геологической среде в следующей постановке. Пусть имеется горизонтально-однородная полубесконечная¹ модель среды с известными упруговязкими характеристиками, в которой на некоторых глубинах могут находиться N тонких возмущающих объектов (слоев), имеющих реологические характеристики и толщину, варьирующиеся около типовых характеристик. Такая постановка задачи характерна для поиска маломощных протяженных, но невыдержанных по простиранию, включений (залежей, интрузий) в плоскопараллельную геологическую среду. Эти включения могут находиться в известных диапазонах глубин, и располагаться с искусственно введенным равномерным по глубине шагом.

Пусть $G(t; z, z')$ – сечение функции Грина (ФГ) для полубесконечной среды при расположении источника и приемника на поверхности: $z = z' = 0$, $G(t) = G(t; 0, 0)$. При фиксированных пространственных аргументах ФГ является импульсной характеристикой во временной области и комплексной частотной характеристикой в спектральном представлении.

Для однородного полупространства имеем базовую ФГ $G_0(t)$, в случае наличия i -го слоя: $G_i(t) = G_0(t) + \delta G_i(t)$. В приближении однократного отражения ФГ $G(t)$, в случае наличия в среде нескольких малых возмущающих объектов, можно записать в виде суммы базовой ФГ $G_0(t)$ и вариаций $\delta G_i(t)$, без учета влияния возмущений друг на друга:

$$G(t) = G_0(t) + \sum_{i=1}^N m_i \delta G_i(t), \quad (1)$$

где m_i – функция наличия объекта, принимающая значение 1 при наличии объекта в среде и 0 при его отсутствии. Рассмотрим далее преобразование Фурье $\tilde{G}(\omega)$ для $G(t)$

$$\tilde{G}(\omega) = \tilde{G}_0(\omega) + m_i \delta \tilde{G}_i(\omega) = \tilde{G}_0(\omega) (1 + m_i S_i(\omega)), \quad (2)$$

где $\tilde{G}_0(\omega)$ и $\delta \tilde{G}_i(\omega)$ комплексные Фурье-образы ФГ $G_0(t)$ и вариации ФГ $\delta G_i(t)$, соответственно, относительное возмущение:

$$S_i(\omega) = \delta \tilde{G}_i(\omega) / \tilde{G}_0(\omega). \quad (3)$$

Здесь и далее по повторяющимся в правой части равенства индексам i, j проводится суммирование в пределах от 1 до N , где N – количество слоев.

¹Ось OZ декартовой системы координат направлена вертикально вниз, глубине соответствует координата $z \in [0, +\infty)$

2.2 Спектральная плотность функции

Грина

Построим спектральную плотность мощности (СПМ) частотной характеристики среды или квадрат модуля ФГ:

$$P(\omega) = |\tilde{G}(\omega)|^2 = \tilde{G}(\omega) \tilde{G}(-\omega).$$

Заметим, что $\tilde{G}^*(\omega) = \tilde{G}(-\omega)$; с использованием формул (2, 3) получим:

$$P(\omega) = P_0 \left(1 + m_i S_i(\omega) + m_i S_i(-\omega) + m_i m_j S_i(\omega) S_j(-\omega) \right), \quad (4)$$

где $P_0 = |G_0|^2$, учитывая, что согласно постановке задачи $|\delta G_i| \ll |G_0|$, $(|S_i| \ll 1)$, можно пренебречь квадратичным слагаемым в (4):

$$P(\omega) = P_0 \left(1 + 2m_i \Re(S_i(\omega)) \right), \quad (5)$$

$$P(\omega) + i\mathcal{H}[P](\omega) = P_0 \left(1 + 2m_i S_i(\omega) \right),$$

где $\mathcal{H}[\cdot]$ – преобразование Гильберта. Как видно из второй формулы (5) аналитическая форма вещественной четной функции $P(\omega)$ выражается через комплексные относительные вариации (3) функции Грина (2). Определение $\delta G_i(\omega)$, в общем случае, не поддается аналитическому расчету, но для плоских слоев можно вывести передаточную функцию отражения от слоя.

2.3. Отражение от одиночного слоя в однородной среде

Рассмотрим вначале случай однородной среды (в полупространстве) с одним возмущающим объектом. Частотную зависимость $\delta \tilde{G}_i(\omega)$ можно построить как составной коэффициент отражения от слоя толщиной h_i на глубине H_i . Если R – коэффициент отражения от верхней границы слоя, тогда коэффициент отражения от нижней границы противоположен по знаку. Коэффициенты прохождения через границу слоя: T_i^+ – внутрь слоя, T_i^- – выход из слоя. Набег фазы при двойном проходе волны между границами слоя выражается через времена пробега $\tau_i = h_i/v_p$, $t_i = H_i/v_0$, где v_0, v_i – фазовые скорости волн. В результате получаем модель частотной характеристики отражения²:

$$\delta \tilde{G}_i(\omega) = K_i(\omega) R_i \left(1 - T_i^+ T_i^- e^{-i2\omega\tau_i} \right) e^{-i2\omega t_i}, \quad (6)$$

где $K_i(\omega)$ – комплексная частотная характеристика среды от поверхности до слоя и от слоя до поверхности, без учета времени пробега. Коэффициент отражения от верхней границы слоя и коэффициенты прохождения внутрь слоя и из слоя в среду, соответственно:

$$R_i = \frac{z_i - z_0}{z_i + z_0}, \quad T_i^\pm = 1 \pm R_i, \quad (7)$$

где $z_i = \rho_i v_i$ – импеданс, ρ_i – плотность среды.

Вариации $\delta \tilde{G}_i(\omega)$ хорошо заметны только в низкочастотном диапазоне, ниже нижней границы традиционных источников сейсмических сигналов, которая обычно составляет 8–10 Гц. В случае природного источника данные

²Соответствующая слою (объекту) вариация функции Грина может иметь более сложный вид, амплитудный и фазовый спектры данной вариации полностью характеризуют отражающие свойства слоя. В зависимости от вида вмещающей геологической формации, включения (залежи) могут обладать нетривиальными реологическими свойствами, благодаря которым происходит частотно-фазовое преобразование между падающей и отраженной волной.

наблюдений представляют собой естественный микросейсмический шум (МСШ), его спектральная плотность является случайной функцией. Обусловленная объектом модуляция спектра является изменением случайной функции, следовательно, для детектирования объекта необходимо перестроить обработку данных таким образом, чтобы исключить влияние случайности отклика. Использование МСШ в методе НСЗ дает возможность накопления большого объема информации для вычисления статистических характеристик, прежде всего, корреляционных функций.

С помощью ФГ горизонтально-однородной среды запишем отклик от произвольного распределенного на поверхности источника $f(t)$:

$$u(t) = \int dt' G(t - t') f(t'). \quad (8)$$

Аналогично записывается отклик от источника, распределенного на нижней границе. С учетом (8) образуем произведение значений $u(t_1)$ и $u(t_2)$, затем усредним обе части равенства по реализациям случайного процесса (СП) источника, ФГ является детерминированной и выносится за скобки усреднения $\langle \cdot \rangle$:

$$\langle u(t_1) u(t_2) \rangle = \int dt'_1 \int dt'_2 G(t_1 - t'_1) \langle f(t'_1) f(t'_2) \rangle G(t_2 - t'_2). \quad (9)$$

Приближением автокорреляционных функций (АКФ) являются средние произведения:

$$\mathcal{B}_k(\tau) = \langle u(t_1) u(t_2) \rangle_k, \quad \mathcal{F}_k(\tau) = \langle f(t'_1) f(t'_2) \rangle_k, \quad (10)$$

где предусмотрен переход к стационарному виду введением переменных разностного времени $\tau = t_1 - t_2$ и среднего времени $s_k = \langle (t_1 + t_2) \rangle / 2$, где s_k – момент времени середины окна (кадра) усреднения, k – номер кадра.

Благодаря зависимости $\mathcal{F}_k(\tau)$ от разностного времени $\tau = t_1 - t_2$, свертка (9) преобразуется к виду³:

$$\mathcal{B}_k(\tau) = G(\tau) * \mathcal{F}_k(\tau) * G(-\tau). \quad (11)$$

В спектральном представлении (11) примет вид: $\mathcal{B}_k(\omega) = \tilde{G}(\omega) \mathcal{F}_k(\omega) \tilde{G}(-\omega)$. В скалярном случае последнее равенство можно записать через СПМ:

$$\mathcal{B}_k(\omega) = P(\omega) F_k(\omega), \quad P(\omega) = \tilde{G}(\omega) \tilde{G}(-\omega). \quad (12)$$

Благодаря линейности (8), можно образовать любую моментную функцию отклика, которая связана с одноименной функцией источника через полином от ФГ. Детерминированность моментной функции относительно СП приводит к уравнению для ФГ, в простейшем случае вида (12), если существует математическое ожидание (МО) $\mathbf{E}[F_k(\omega)] = \mu(\omega)$. Следовательно, известная моментная функция СП источника играет роль детерминированного источника, что позволяет найти ФГ из результатов измерений МСШ.

2.4. Решение задачи о наличии пластов как оценивание параметров сигнала

Для реальных микросейсмических шумов характерна значительная и приблизительно одинаковая спектральная

³В случае нестационарности источника, данная сверточная формула не точна, но может быть использована при медленном изменении АКФ источника по переменной среднего времени, по сравнению со скоростью изменения по разностному времени (т.е. по сравнению с изменением на интервале корреляции).

плотность в диапазонах от 1 до 5÷10 Гц, которая резко падает в более высокочастотном диапазоне (рис. 3).

На основе формул (5) и (12) мы можем предложить метод обнаружения поисковых объектов с известными характеристиками в известном в целом геологическом разрезе.

При использовании выражений (5) и (12) необходимо учесть, что для единичного полевого наблюдения $B_k(\omega)$ дисперсия зарегистрированного сигнала недопустимо большая. По этой причине, необходимо усреднение по множеству кадров наблюдения, что уменьшает дисперсию в n раз, где n – количество кадров. Процедура усреднения (12) по n кадрам приводит к уравнению:

$$\bar{B}_n(\omega) = P(\omega) \bar{F}_n(\omega), \quad (13)$$

где накапливаемые средние значения определены стандартно, как средние арифметические по первым n кадрам; в процессе измерений n увеличивается:

$$\bar{B}_n(\omega) = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n B_k(\omega), \quad \bar{F}_n(\omega) = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n F_k(\omega). \quad (14)$$

СПМ случайного процесса является суммой квадратов двух нормально распределенных СП с нулевым МО и одинаковой конечной дисперсией. Известно (Marple 2003), что процесс $\{F_k(\omega), k \in \mathbb{N}\}$ имеет экспоненциальное распределение плотности вероятности с параметром $\lambda=1/\mu$, МО $EF(\omega) = \mu$, и дисперсией $DF(\omega) = \mu^2$. Согласно доказанной в теории вероятности центральной предельной теореме, дисперсия накапливаемого среднего уменьшается в n раз: $D\bar{F}_n(\omega) = \mu^2/n$.

Вычислительная задача включает аппроксимацию накопленной в ходе измерений СПМ $\bar{B}_n(\omega)$ микросейсмических шумов с помощью представления (5) соответствующей спектральной плотности $P(\omega)$. Предварительно требуется численное моделирование базовой ФГ $G_0(\omega)$ и вариаций $\delta G_i(\omega)$ для имеющих геологический смысл положений поисковых (возмущающих) объектов.

Коэффициенты m_i , определенные в формуле (1), можно интерпретировать как степень выраженности объекта, включая его толщину и контрастность по сравнению с поисковым объектом эталонной толщины и контрастности. При решении обратной задачи выявления пропластков, наряду с интенсивностью отражения (амплитудой отклика), требуется оценка глубины залегания (или времени задержки отклика) каждого слоя. Число пропластков, которые могут быть выявлены, заранее неизвестно. Следовательно, решение можно сформулировать как оценивание параметров сигнала, представленного в виде линейной комбинации с коэффициентами m_i базисных передаточных функций $S_i(\omega)$ тонких слоев, расположенных с постоянным шагом по глубине. Вектор значений коэффициентов m_i , обеспечивающий наилучшую устойчивую аппроксимацию полевой СПМ, показывает временной или глубинный геологический разрез, как результат обработки данных пассивных сейсмических наблюдений. Для оценки параметров m_i применялся метод максимума правдоподобия (Крамер,

1975). Задача аппроксимации СПМ есть минимизация невязки: $|\bar{Z}_n(\omega) - m_i S_i(\omega)|^2 \rightarrow \min$ где $\bar{Z}_n(\omega)$ – осциллирующая относительно базового значения величина накопленной полевой СПМ в аналитической форме:

$$\bar{Z}_n(\omega) = \frac{1}{2} \left(\frac{\bar{B}_n(\omega) + i\mathcal{H}[\bar{B}_n](\omega)}{P_0(\omega) \mu(\omega)} - 1 \right). \quad (15)$$

Таким образом если известна геологическая модель вмещающей среды, содержащая конфигурацию границ, интервальные характеристики (скорость продольных и поперечных волн, плотность) и предполагаемым месторасположением поискового объекта, то появляется возможность построения моделей поля вертикально направленных волн с различным месторасположением поискового объекта.

Если из наблюдаемого естественного волнового поля удалить все волны кроме вертикально направленных резонансных волн, то при прочих равных условиях, суммарный амплитудно-частотный спектр формируемых вертикально направленных волн, как от тонкого пласта (например в виде ГИП), так и отражающих границ, будет отличаться от такового при отсутствии тонкого пласта (например ГИПа).

Сопоставление модельных полей с результатами наблюдаемого поля вертикально направленных резонансных волн позволяет определить наличие и месторасположение поисковых объектов.

Результаты

Предлагаемый подход был применен для выполнения работ по выявлению тонких акустически контрастных рапонасыщенных пластов в толще соляных диапиров при предпроектной подготовке к строительству скважин глубокого бурения на АГКМ.

Полевые работы в пределах месторасположения проектных скважин выполнены с использованием сейсмометров LE-3D/5s, позволяющих регистрировать естественное волновое поле в частотном диапазоне от 0,2 Гц, динамический диапазон – 140 дБ. Работы выполнялись по прямоугольной сетке с шагом между приборами 250 метров. Обработка проводилась на суперкомпьютере на графических процессорах, имеющим производительность по LINPACK 36,6 Тфлопс.

Для решения задачи выявления и картирования межсолевых ГИП была построена теоретическая модель геологической среды с наличием ГИП, которая базируется на данных ГИС и ВСП, и включает в себя структурную и интервальную модель основных акустически контрастных границ, а также среднестатистическую модель ГИП.

В соответствии с данными, приведёнными в разделе 1 настоящей статьи, создана следующая модель,

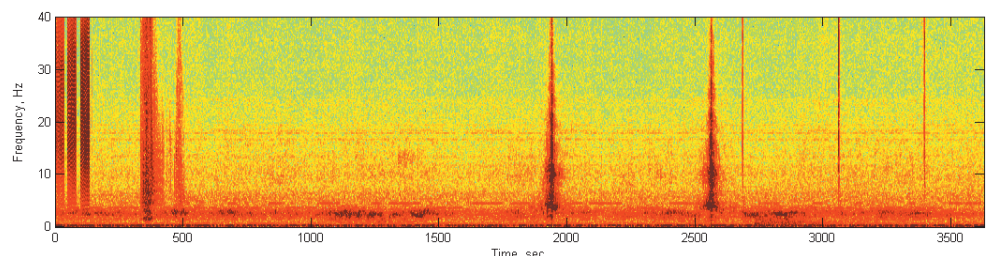


Рис. 3. Типичная спектрограмма естественного микросейсмического шума

описывающая наиболее вероятный ГИП в районе проведения исследований:

1. Толщина ГИПа составляет 75 метров;
2. ГИП в кровле и подошве ограничен пластами (толщиной по 25 метров). Породы, слагающие пласты, характеризуются положительным коэффициентом отражения относительно вмещающей среды;
3. ГИПы перекрываются и подстилаются галитовыми породами кунгурского яруса. Отметим, что для такой модели ГИПы являются синонимом определения рапонасыщенный интервал.

Для модального ГИПа определены параметры вмещающей среды и пластов, его слагающих.

Подбор параметров базировался на данных ГИС (см. раздел 1 настоящей статьи), а также результатах опытных работ по выявлению ГИПов в районе с уже известными ГИПами (по данным пробуренных ранее скважин).

В результате подбора параметров вмещающей ГИПы среды и пластов, слагающих ГИП, получены следующие значения:

- для вмещающей среды скорость прохождения упругих волн – 4600 м/с, плотность – 2,15 г/см³;
- для пластов (индикаторов ГИПа), расположенных в кровле и подошве ГИПов, скорость продольных волн – 4800 м/с, плотность – 2,6;
- для пласта, заключённого между пластами в кровле и подошве ГИПа, параметры приняты такими же, как и для вмещающей среды;
- толщина пласта в кровле и подошве ГИПа равна 25 метров.

Полевой материал обработан по стандартному графу обработки методом НСЗ.

Произведен расчет модели отклика от вмещающей среды модели ГИП в разрезе и с ее наличием на различных глубинах.

Волновая картина, полученная в результате обработки полевого материала, сопоставлена с результатами моделирования, что дало возможность определить наиболее вероятные положения ГИПов и сделать прогноз на их наличие в районе проектных скважин.

Прогнозы выданы до вскрытия соленосных отложений кунгурского яруса. На рисунке 4 приведены примеры сопоставления данных НСЗ и бурения.

Как видно из представленного рисунка, выявленным повышенным показателям амплитуд параметра НСЗ соответствуют гидродинамически изолированные пласты. При этом выявленные ГИПы обладают небольшой толщиной и имеют локальное распространение, что подтверждается данными бурения значительного количества скважин.

В таблице 2 приведены результаты ретроспективной оценки точности выданного прогноза. Фактические результаты показывают, что точность прогноза составляет более 75 %. Погрешность в оценке глубины залегания кровли ГИПа

в среднем составляет 40 м.

Для сложных условий солянокупольной тектоники, полученные результаты прогноза ГИПов подтверждают эффективность методики НСЗ для решения задачи выявления тонких пластов.

Выводы

Проведенные практические работы на основе разработанной методики выделения детерминированного сигнала в виде резонансных вертикально направленных волн свидетельствуют о следующем.

Практическое применение метода НСЗ для решения задачи выявления тонких, высоконапорных гидродинамически изолированных пластов в толще соляных диапиров показало на высокую чувствительность метода, в частности удаётся выделить акустически контрастные пачки толщиной от 25 м и выше.

Ретроспективные оценки прогноза ГИПов показали (табл. 2), что вероятность существования ГИП по НСЗ составила 71 % (22 ГИП из 31 выделенных по ГИС). Погрешность по глубине определения кровли ГИП – от 5 до 66 м, за исключением 2х ГИП – 85 м (скв. X3) и 113 м (скв. X5). Средняя погрешность в оценке глубины кровли ГИПа 40 м.

Полученные результаты в условиях интенсивных техногенных помех, вызванных стационарными источниками, демонстрируют возможность использования метода НСЗ в условиях действующего месторождения, на котором затруднительно проведение уточнения геологической модели методами активной сейсморазведки.

Накопленный практический опыт применения геолого-математической модели обработки НСЗ под задачи выявления ГИП в разрезе нижнепермских отложений кунгурского яруса иренского горизонта в разрезе Астраханского свода подтверждает эффективность метода.

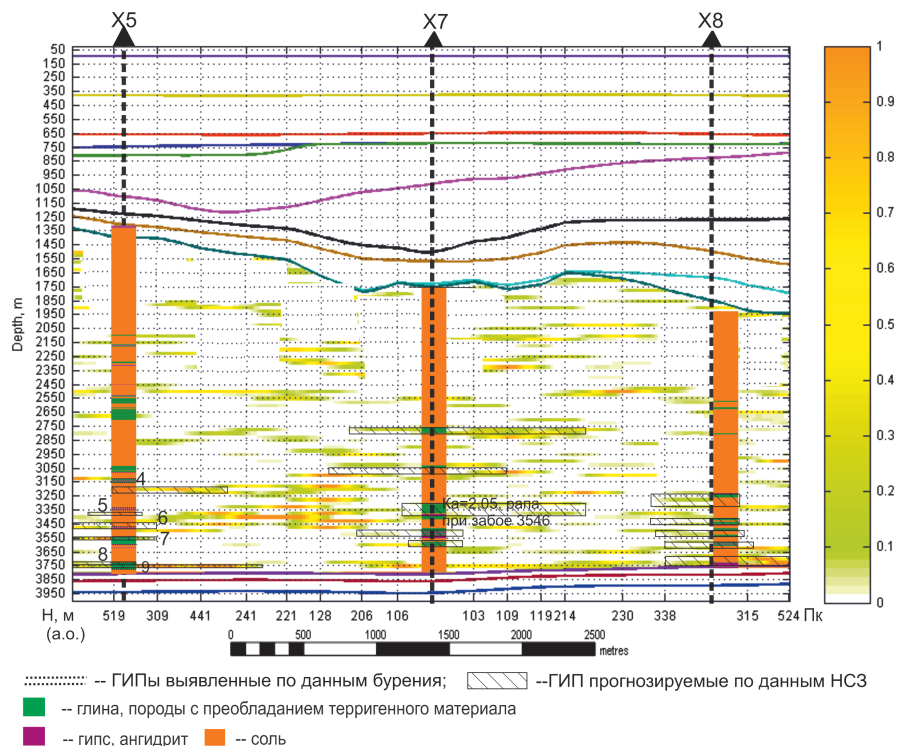


Рис. 4. Выделение ГИПов на разрезах амплитуд НСЗ

№ п	Номер скважины	Прогноз ГИП по НСЗ		ГИП по ГИС (а.о)		Невязка прогноза		Оценка прогноза
						кровля, м	подошва, м	
1	X1	3500	3590	3507,9	3579,8	7,9	10,2	+
2	X2*	3150	3225	3132,46	3182,76	17,54	42,24	+
3		3550	3650	3510,66	3554,06	39,34	95,94	+
4		3175*	3200*	3156	3172,3	19	27,7	+
5		-	-	3264,9	3341,1	-	-	©
6	X3	3450	3500	3504,6	3532,3	54,6	32,3	+
7		3500	3550	3532,3	3556,6	32,3	6,6	+
8		3625	3650	3580,3	3694,6	44,7	44,6	+
9		-	-	3694,6	3742,1	-	-	©
10		3025	3050	3019,83	3028,03	5,17	21,97	+
11		3250	3325	3258,43	3324,93	8,43	0,07	+
12	X4	3425	3450	3385,63	3419,23	39,37	30,77	+
13		3550	3625	3560,93	3645,63	10,93	20,63	+
14		3725	3750	3691,13	3744,83	33,87	5,17	+
15		3200	3225	3124	3139,2	76	85,8	+
16		3375	3400	3331,5	3337,7	43,5	62,3	+
17		3400	3425	-	-	-	-	Δ
18	X5	3425	3500	3538,2	3550,3	113,2	50,3	+
19		3550	3575	3550,3	3591,4	0,3	16,4	+
20		3725	3750	3737,3	3740,1	12,3	9,9	+
21		3750	3800	3740,1	3767	9,9	33	+
22		2825	2850	2780,6	2822,6	44,4	27,4	+
23		-	-	2984,6	3036,6	-	-	©
24		3200	3225	-	-	-	-	Δ
25	X6	3325	3350	3343	3387,8	18	37,8	+
26		3400	3450	3387,8	3418,6	12,2	31,4	+
27		-	-	3532,6	3616,4	-	-	©
28		-	-	3633	3677,9	-	-	©
29		3750	3775	3677,9	3707,4	72,1	67,6	+

Табл. 2. Сопоставление прогноза и данных бурения. Прогноз ГИП: + подтвержденные по ГИС; Δ не подтвержденные по ГИС; © не выявлены. *Прогноз только для оценки гидродинамической связи этих двух пластов с высоконапорными пластами близрасположенной скважины 915Ф

Благодарности

Авторы благодарят компанию «Газпром добыча Астрахань» за возможность публикации результатов практического применения предлагаемого подхода.

Литература

Антипов М.П. и др. (2008). Астраханский карбонатный массив: строение и нефтегазоносность. Под ред. Ю.А. Воложа, В.С. Парасыны. Москва: Научный мир, 221 с.

Графов Б.М. и др. (1996). Анализ геоакустического излучения низкочастотной залежи при использовании технологии АНЧАР. *Геофизика*, 5, с. 24–28.

Крамер Г. (1975). Математические методы статистики. 2-е изд. Москва.

Новиков А.А., Бражников О.Г., Репей А.М. и др. (2007). Перспективы поисков крупных скоплений нефти и газа в подсолевых отложениях западной части Прикаспийской впадины. *Материалы конференции «Геология, ресурсы, перспективы освоения нефтегазовых недр Прикаспийской впадины и Каспийского региона»*. М., с. 30–32.

Birialtsev E. et al. (2009). Experience in Low-Frequency Spectral Analysis of Passive Seismic Data in Volga-Ural Oil-Bearing Province. *International Petroleum Technology Conference (IPTC)*, Doha, Qatar. <https://doi.org/10.2523/IPTC-13678-MS>

Claerbout J.F. (1968). Synthesis of a layered medium from its acoustic transmission response: *Geophysics*, 33, pp. 264–269. <https://doi.org/10.1190/1.1439927>

Draganov D., Wapenaar K., Thorbecke J. (2003). Synthesis of the reflection response from the transmission response in the presence of white noise sources: *65th Annual International Conference and Exhibition, EAGE, Extended Abstracts*, P218. <https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.6.P218>

Haykin S. (1985). *Radar array Processing for Angle-of-Arrival Estimation*. Array Signal Processing, New Jersey: Prentice Hall Inc., pp. 194–292.

Marple S.L. (2003) *Digital Spectral Analysis with Applications in C, FORTRAN, and MATLAB*. Prentice-Hall.

Vidal et al. (2018). Passive body-wave interferometric imaging with directionally constrained migration. *Geophys. J. Int.*, 215, pp. 1022–1036. <https://doi.org/10.1093/gji/ggy306>

Сведения об авторах

Евгений Васильевич Биряльцев (13.02.1960–17.06.2021) – канд. физ.-мат. наук, директор, ООО «Градиент Технолоджи» Россия, 420011, Казань, ул. Петербургская, д. 50, оф. 516

Александра Андреевна Вихорева – канд. физ.-мат. наук, АО «Октопус» Россия, 414014, Астрахань, пр. Губ. А. Гужвина, 10А

Василий Александрович Захарчук – канд. геол.-мин. наук, начальник геологического отдела, ООО «Газпром добыча Астрахань» Россия, 414000, Астрахань, ул. Ленина, д. 30

Алексей Юрьевич Комаров – заместитель генерального директора – главный геолог, ООО «Газпром добыча Астрахань» Россия, 414000, Астрахань, ул. Ленина, д. 30

Виктор Владимирович Пыхалов – доктор геол.-мин. наук, заместитель главного геолога по сейсморазведочным работам, АО «Октопус» Россия, 414014, Астрахань, пр. Губ. А. Гужвина, 10А

Олег Владимирович Тинакин (19.11.1961–19.07. 2021) – заместитель начальника геологического отдела, ООО «Газпром добыча Астрахань» Россия, 414000, Астрахань, ул. Ленина, д. 30

Статья поступила в редакцию 18.09.2020;
Принята к публикации 02.04.2021;
Опубликована 30.09.2021

Passive seismic data processing methods to identify contrast intrasalt interlayers in the geological section of the Astrakhan Arch

E.V. Biryaltsev¹, A.A. Vikhoreva², V.A. Zakharchuk³, A.Yu. Komarov³, V.V. Pykhalov^{2*}, O.V. Tinakin³

¹Gradient Technology LLC, Kazan, Russian Federation

²Octopus LLC, Astrakhan, Russian Federation

³Gazprom dobycha Astrakhan LLC, Astrakhan, Russian Federation

*Corresponding author: Viktor V. Pykhalov, e-mail: viktor.pihalov@yandex.ru

Abstract. The article examines the problem of processing microseismic noise (MN) to identify and evaluate occurrence depth of contrasting geological objects – intersalt interlayers with a potentially high formation pressure. If it is impossible to use artificial wave sources, statistic processing of passive seismic data becomes critical. Due to the accumulation of power spectral density (PSD) during a long-term recording of MN the deterministic medium effect on a random signal spectrum is identified. PSD modulation when the surface or the bottom of the layered medium is exposed to white noise is expressed in terms of the Green's function (GF) of a wave equation. Relevant GF variations corresponding to the layers form the basis for accumulated PSD approximation, and indicate the depth and contrast of the target features.

Keywords: hydrodynamically isolated layers, intersalt interlayers, formation pressure, passive seismic, low-frequency seismic sounding, microseismic noise, Green's function of a wave equation, power spectral density, collection of statistical information, maximum likelihood method

Recommended citation: Biryaltsev E. V., Vikhoreva A. A., Zakharchuk V. A., Komarov A. Yu., Pykhalov V. V., Tinakin O. V. (2021). Passive seismic data processing methods to identify contrast intrasalt interlayers in the geological section of the Astrakhan arch. *Georesursy = Georesources*. 23(3), pp. 109–117. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.14>

References

- Antipov M.P. et al. (2008). The Astrakhan carbonate massif: structure and oil and gas content. Ed. Yu.A. Volozh, V.S. Parasyny. Moscow: Nauchnyy mir, 221 p. (In Russ.)
- Biryaltsev E. et al. (2009). Experience in Low-Frequency Spectral Analysis of Passive Seismic Data in Volga-Ural Oil-Bearing Province. *International Petroleum Technology Conference (IPTC)*, Doha, Qatar. <https://doi.org/10.2523/IPTC-13678-MS>
- Claerbout J.F. (1968). Synthesis of a layered medium from its acoustic transmission response: *Geophysics*, 33, pp. 264–269. <https://doi.org/10.1190/1.1439927>
- Grafov B.M. et al. (1996). Analysis of geoaoustic emission of low-frequency deposit using ANCHAR technology. *Geofizika*, 5, pp. 24–28. (In Russ.)
- Draganov D., Wapenaar K., Thorbecke J. (2003). Synthesis of the reflection response from the transmission response in the presence of white noise sources: *65th Annual International Conference and Exhibition, EAGE, Extended Abstracts*, P218. <https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.6.P218>

Haykin S. (1985). Radar array Processing for Angle-of-Arrival Estimation. *Array Signal Processing*, New Jersey: Prentice Hall Inc., pp. 194–292.

Kramer G. (1975). *Mathematical methods in statistics*. 2nd ed. Moscow. (In Russ.)

Marple S.L. (2003) *Digital Spectral Analysis with Applications in C, FORTRAN, and MATLAB*. Prentice-Hall.

Novikov A.A., Brazhnikov O.G., Repey A.M. et al. (2007). Prospects of searching for large oil and gas accumulations in subsalt sediments of the western part of the Pre-Caspian Basin. *Proc. Conference: Geology, resources, prospects for development of oil and gas subsoil of the Caspian basin and the Caspian region*. Moscow, pp. 30–32. (In Russ.)

Vidal et al. (2018). Passive body-wave interferometric imaging with directionally constrained migration. *Geophys. J. Int.*, 215, pp. 1022–1036. <https://doi.org/10.1093/gji/ggy306>

About the Authors

Evgeny V. Biryaltsev (13.02.1960–17.06.2021) – PhD (Physics and Mathematics), Director, Gradient Technology LLC

Of. 516, 50, Petersburgskaya St., Kazan, 420011, Russian Federation

Alexandra A. Vikhoreva – PhD (Physics and Mathematics), Octopus LLC

10A, Gub. A. Guzhvin Av., Astrakhan, 414014, Russian Federation

Vasily A. Zakharchuk – PhD (Geology and Mineralogy), Head of the Geological Department, Gazprom Dobycha Astrakhan LLC

30, Lenin St., Astrakhan, 414000, Russian Federation

Alexey Yu. Komarov – Deputy Director General – Chief Geologist, Gazprom Dobycha Astrakhan LLC

30, Lenin St., Astrakhan, 414000, Russian Federation

Viktor V. Pykhalov – DSc (Geology and Mineralogy), Deputy Chief Geologist for Seismic Operations, Octopus LLC

10A, Gub. A. Guzhvin Av., Astrakhan, 414014, Russian Federation

Oleg V. Tinakin (19.11.1961–19.07.2021) – Deputy Head of the Geological Department, Gazprom Dobycha Astrakhan LLC

30, Lenin St., Astrakhan, 414000, Russian Federation

Manuscript received 18 September 2020; Accepted 2 April 2021; Published 30 September 2021