



УДК 550.834

Повышение надежности прогнозирования нефтегазоперспективных объектов на базе технологии адаптивной поляризационной фильтрации



С. И. Михеев, Е. А. Зуб

Михеев Сергей Иванович, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н. Г. Чернышевского, s.mixeev@gmail.com

Зуб Евгений Алексеевич, ведущий инженер департамента обработки и комплексной интерпретации сейсморазведочных данных, Акционерное общество «Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики», г. Саратов, ekukolenko@gmail.com

Одним из наиболее эффективных, но малоисследованных путей решения проблемы повышения надежности данных сейсморазведки при нефтегазопроисловых работах является применение поляризационной фильтрации. Для ее практической реализации предлагается использовать новую адаптивную технологию. Она отличается высокой технологичностью и расширенными возможностями учета особенностей поляризации волн-помех в конкретных сейсмогеологических условиях. Приводятся теоретическое и экспериментальное обоснование предложенных технико-методических приемов, примеры их практической реализации.

Ключевые слова: сейсморазведка, поляризация, технология, волны-помехи, поляризационная фильтрация, интерференционная система, приемная платформа, сейсмоприемник, эффективность, разрешенность данных, метод общей глубинной точки, обработка.

Reliability Increase in Oil and Gas Perspective Objects Forecast on the Basis of Polarizing Filtration

S. I. Mikheev, E. A. Zub

Sergey I. Mikheev, <http://orcid.org/0000-0003-4804-1242>, Saratov State University, 83 Astrakhanskaya St., Saratov 410012, Russia, s.mixeev@gmail.com

Evgenii A. Zub, <http://orcid.org/0000-0002-2117-2632>, Saratov Joint-stock company «Nijni-Voljsky Research Institute of Geology and Geophysics», 70 Moskovskaya St., Saratov 410012, Russia, ekukolenko@gmail.com

This article focuses on the problem of improving seismic data reliability of seismic data during oil and gas exploration. As one of the most effective ways to solve this problem, the authors consider the application of polarization filtering. For its practical implementation it is offered to use new adaptive technology. It is characterized by high technological effectiveness, advanced capabilities to allow peculiarities of reflectors polarization and interference waves in specific seismogeological conditions. The theoretical justification of the offered technical and methodological techniques and examples of their practical implementation are given.

Keywords: seismic exploration, polarization, technology, noise waves, polarization filtering, interferential system, receiving platform, geophone, efficiency, data resolution, CMP survey, seismic processing.

DOI: <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2020-20-1-64-71>

Поляризационная фильтрация регистрируемого поля упругих волн относится к малоисследованной технологии повышения эффективности сейсморазведочных работ. Вместе с тем она, по нашему мнению, может значительно повысить качество данных сейсморазведки за счет улучшения отношения сигнал/помеха и увеличения динамической разрешенности сейсмических данных. В настоящее время с этой целью повсеместно применяют полевые интерференционные системы (ИС) 2-го рода, осуществляющие селекцию волн по кажущейся скорости V^* . При этом в практике чаще всего используют сложные ИС, представляющие собой комбинированное группирование приемников и источников. Направленные свойства таких систем обычно оптимизируют путем проведения перед производственными полевыми работами незначительного объема опытно-методических исследований. ИС 2-го рода обеспечивают значительное повышение отношения сигнал/помеха, но имеют и определенные недостатки. В частности, проблематичным остается разделение волн с близкими кинематическими характеристиками. Действительно, осуществляемое с этой целью сужение характеристик направленности ИС зачастую приводит к частичному попаданию в область гашения не только волн-помех, но и полезных волн.

Данное утверждение относится в первую очередь к целевым отражениям, сформировавшимся на относительно неглубоко залегающих границах раздела и имеющим низкие кажущиеся скорости. Кроме того, использование интерференционных систем 2-го рода ведет к снижению разрешенности данных сейсморазведки, так как они действуют как частотный фильтр, сужая полосу пропускания со стороны высоких частот. На это обстоятельство обращают внимание многие специалисты [1–3 и др.]. Но чаще всего недостаточное разрешение волнового поля при традиционных приемах регистрации объясняется неконтролируемым фактором – потерей высокочастотных составляющих спектра сигнала в процессе распространения сейсмических волн. Поэтому основные усилия при попытке повысить разрешенность данных сейсморазведки направлены на расширение частотных спектров сигнала. С этой целью применяют нелинейные свип-сигналы, уменьшают базы группирования элементов ИС, увеличивают детальность изучения верхней части разреза и т. д. Указанные и другие методические приемы, несомненно, позволяют достигнуть лучшего качества сейсмических



данных, однако далеко не всегда обеспечивают надежное решение поставленных геологических задач. Таким образом, необходим поиск новых путей получения более разрешенных сейсмических данных с высоким отношением сигнал/помеха.

Одним из способов решения проблемы является использование интерференционных систем 1-го рода, осуществляющих селекцию волн по направлению векторов смещения частиц среды. Эти характеристики устанавливают связь между чувствительностью сейсмоприемника и направлением колебания его корпуса. Строго говоря, при рассмотрении свойств реальных ИС следует анализировать их суммарную направленность. Однако такое рассмотрение, приводящее к необходимости анализа характеристик направленности 3-го рода, требует труднореализуемого учета сложных явлений, происходящих при распространении упругих волн в верхних слоях земли. Поэтому, как уже отмечалось, в теории методов группирования обычно учитываются только характеристики 2-го рода, интерференционные же системы 1-го рода рассматриваются реже [4–7 и др.]. Они, в частности, применяются в высокоперспективной, но в относительно малораспространенной в практике геологоразведочных работ многоволновой сейсморазведке (МВС) для выделения продольных (P) и поперечных (S) волн.

Наиболее широкую известность и признание получил предложенный Е. И. Гальпериным [4] поляризационный метод (ПМ). Он позволяет изучать полный вектор смещения частиц с последующим выделением из наблюдаемого поля путем поляризационной фильтрации P и S волн. Разным аспектам изучения и использования в практике геологоразведочных работ поляризационных характеристик сейсмических волн посвящены публикации ряда известных геофизиков [4, 6–9 и др.]. По сути, в публикациях, отмеченных выше, основное внимание уделяется вопросам повышения информативности сейсморазведки за счет внутриметодного комплексирования продольных (P) и поперечных (S) волн. Сказанное относится и к скважинной, и к наземной МВС. В нашем же случае анализ поляризации сейсмических волн рассматривается не только как основа для раздельного выделения и интерпретации волн разного типа, но и как средство повышения отношения сигнал/помеха и динамической разрешенности волнового поля.

Как известно, поляризация волн характеризует пространственную направленность векторных волновых полей. Она определяется характеристиками источника и строением среды [3, 4, 5, 7, 8]:

- асимметричностью генерации волн в источнике;
- преломлением и отражением волн на границах сред;
- анизотропностью среды, в которой распространяются волны.

Детальное обсуждение любого из указанных факторов вследствие ограничения объема статьи

затруднительно. Все они в разной мере изучены и освещены в опубликованной литературе. Так, процессы образования на границах раздела сред обменных волн, относимых в общепринятых технологиях к помехам, описаны в большинстве учебников и учебных пособий по сейсморазведке. С нашей точки зрения, наиболее примечателен и интересен в научном и практическом аспектах фактор анизотропности среды. Анизотропии присущи упорядоченная структура литологически однородных зерен, системы трещин и микротрещин, периодичная слоистость пород с разными упругими свойствами, воздействие направленных напряжений [5, 8]. При падении продольных волн на границу среды с разной анизотропией образуются проходящие и отраженные обменные волны, поляризация которых зависит от соотношения пространственной ориентации элементов симметрии контактирующих сред и ориентации лучевых плоскостей, в которых распространяются волны. Если границу сред с разной азимутальной анизотропией пересекает поперечная волна, то она расщепляется на две волны с разной поляризацией и скоростью распространения.

Широко известные поверхностные волны-помехи релеевского типа обычно поляризованы эллиптически. Поскольку повсеместно регистрирующийся в сейсморазведке фон микросейсм в значительной мере определяется волнами релеевского типа, его поляризация также приближается к эллиптической.

Можно было привести и другие примеры явлений и процессов, определяющих поляризацию волн. С точки зрения практики важно подчеркнуть, что в реальных средах количество таких явлений и процессов велико, их влияние на поляризацию волн носит случайный характер и предсказать ее практически невозможно. Для рассматриваемых обычно как «полезные» продольных волн поляризация известна. Частицы среды колеблются около положения равновесия по прямолинейным траекториям. Иными словами, регистрируемые как на дневной поверхности, так и во внутренних точках среды продольные волны вне интерференции с другими волнами поляризованы линейно [4, 5].

Описание особенностей поляризации волн разного типа по данным натуральных экспериментов можно найти в работах Е. И. Гальперина, Ю. Д. Мирзояна, О. В. Куколенко и др. [4–8]. Многими авторами отмечается, что практически на всех территориях при регистрации волнового поля наблюдаются интенсивные сложнополяризованные волны-помехи. Причем часто они интерферируют с отраженными волнами, вызывая на поверхности наблюдения колебания сложной формы. При разработке описываемой в статье технологии мы исходили из того, что в общем случае поляризация продольных отраженных волн и волн-помех различается, это позволяет выделять первые и подавлять вторые путем поляризационной фильтрации.



Предложенная технология поляризационной фильтрации существенно отличается от известных в сейсморазведке технологий изучения пространственной направленности векторных волновых полей, основанных на применении трехкомпонентных установок сейсмоприемников (ЗС). При всех преимуществах последние имеют ряд недостатков. К ним отнесем необходимость удовлетворения жестких требований к установке приборов, составляющих трехкомпонентный сейсмоприемник, сложность обеспечения идентичности частотных характеристик и чувствительности вертикальных и горизонтальных приемников, значительное усложнение технологии полевых работ в целом, необходимость трехкратного по сравнению с традиционными системами наблюдений увеличения количества регистрирующих каналов, высокую сложность конструкции, а отсюда и снижение надежности прибора, трудности с группированием и др. Большинство перечисленных недостатков характерно и для современных трехкомпонентных акселерометров, изготавливаемых с использованием MEMS технологии. Некоторые затруднения в практике геологоразведочных работ вызывает также необходимость использования в них дополнительных источников питания.

Разработанная методика поляризационной фильтрации более технологична по сравнению с традиционными и предполагает использование при регистрации сейсмических колебаний простых по конструкции приемных платформ, а также специализированного программного обеспечения. Платформы содержат две компоненты (I_k , P_k), представленные группами наклоненных и разнесенных по азимуту относительно друг друга вертикальных сейсмоприемников. Такие приемные устройства по сути являются ИС 1-го рода с регулируемой за счет разных углов установки компонент направленностью. Идея их конструктивного исполнения была выдвинута О. В. Куколенко [6]. Им же опытным путем был подобран оптимальный угол наклона сейсмоприемников от вертикали ($54^\circ 40'$), обеспечивающий наиболее надежное выделение волн P -типа. По нашему мнению, предложенная О. В. Куколенко технология характеризуется существенными недостатками, это:

– жесткие требования к установке сейсмоприемников на регистрирующей платформе ($54^\circ 40'$ относительно вертикали), вызывающие проблемы при их изготовлении;

– возможность нарушения оптимальности условий установок сейсмоприемников на платформе, связанная с тем, что требования к их установке были сформулированы по результатам опытно-методических работ в конкретных сейсмогеологических условиях. Учитывая изменчивость последних и связанное с этим изменение характеристик отраженных волн и волн-помех, выбранные условия оптимальной установки сейсмоприемников могут подбираться экспериментально;

– трудности с выделением S волн, так как изначально технология разрабатывалась и оптимизировалась для регистрации только продольных волн. В принципе обеспечить высокую направленность системы для разного типа волн можно путем изменения угла наклона сейсмоприемников в процессе выполнения полевых работ. Но сделать это на практике крайне затруднительно из-за большой трудоемкости и технических сложностей оперативного внесения таких изменений в конструкцию приемных платформ.

Для преодоления указанных недостатков в разработанной нами технологии оптимизация свойств ИС для конкретных сейсмогеологических условий и конкретных геологических задач производится не на полевом, а на лабораторном этапе. Она названа технологией адаптивной поляризационной фильтрации (ТАПФ) и предусматривает использование при полевых наблюдениях сейсмоприемников, установленных на общей платформе под некоторым углом к вертикали. В реальных условиях этот угол можно выбирать, ориентируясь на результаты опытных работ О. В. Куколенко [6], в пределах от 30 до 60° . При этом жесткие требования к величине указанного угла в предложенной технологии отсутствуют, так как оптимизация направленных свойств полевой расстановки перенесена на лабораторный этап. На этом этапе полученные с описанной приемной платформы сейсмические записи преобразуются с целью оптимизации условий выделения волн разного типа. Решение данной задачи основано на применении специализированного программно-алгоритмического обеспечения POLAR. Оно позволяет задать произвольный угол между вертикалью и осью максимальной чувствительности сейсмоприемников γ , пересчитать для этого угла наблюдаемые двухкомпонентные сейсмограммы, а затем просуммировать полученные записи. Тем самым обеспечивается возможность оперативного подбора оптимальной характеристики направленности приемной расстановки для конкретного типа волн путем перебора задаваемых углов. Данная характеристика может быть также вычислена теоретическим путем. Легко показать, что для установочного угла γ и угла α , составленного вектором смещения и вертикалью, она может быть рассчитана по формуле

$$H = \frac{A_\alpha}{A_{\max}} = \frac{\cos 2\gamma + \cos 2\alpha}{2\cos^2 \gamma},$$

где A_{\max} – максимально возможная суммарная амплитуда сигнала на выходе приемной платформы; A_α – суммарная амплитуда сигнала на выходе приемной платформы, соответствующая заданному углу γ .

Оптимальный угол должен обеспечивать максимальное отношение сигнал/помеха на формируемых сейсмограммах P или S волн (в зависимости от поставленной геологической задачи).



Преобразование двухкомпонентных полевых сейсмограмм в ТАПФ осуществляется в следующей последовательности:

– первичная двухкомпонентная сейсмограмма преобразовывается в двухкомпонентную сейсмограмму с чередованием трасс для I и II компонентов;

– сигналы компонент суммируются для разных установочных углов γ . Отличительной особенностью режимов суммирования, предназначенных для выделения S волн, является обращение полярности (инвертирование) трасс одной из компонент. Оптимальный режим селекции устанавливается тестированием по критерию достижения максимального отношения сигнал/помеха на тестовых суммарных сейсмограммах.

Итогом трансформации двухкомпонентных записей описанным способом являются сейсмограммы общего пункта возбуждения продольных или поперечных волн, которые подвергаются далее обработке с использованием любых процедур, реализованных в современных сейсмических комплексах обработки.

Повышенная технологичность предложенной методики связана в первую очередь с уменьшением количества необходимых при регистрации каналов. В частных случаях, когда необходимо регистрировать волны одного типа, можно ограничиться тем же количеством каналов, что и при «обычных» работах по методике ОГТ. При этом суммирование сигналов осуществляется в самой платформе.

Эффективность ТАПФ была изучена в существенно различающихся сейсмогеологических условиях. Во всех случаях ее применение приводило к значительному повышению качества сейсмических материалов. Так, отношение сигнал/помеха на временных разрезах ОГТ возрастало до 2 и более раз, временная разрешенность увеличивалась в среднем на 20%. Особый интерес, с нашей точки зрения, представляют результаты, полученные в наиболее сложных сейсмогеологических условиях солянокупольной тектоники. В качестве примера приведем данные для Озинского участка Саратовской области в пределах внутренней части Прикаспийской впадины. Монтаж временных разрезов «стандартного» ОГТ и разреза, полученного с применением ТАПФ для профиля № 15, отработанного Саратовской геофизической экспедицией АО НВНИИГГ, приведен на рис. 1. Используемая полевая расстановка обеспечивала 60-кратное прослеживание ОГТ. Различия в технологии отработки заключались только в том, что для «стандартного» ОГТ прием осуществлялся группами вертикальных сейсмоприемников, для ТАПФ – одиночными платформами с наклонными сейсмоприемниками.

Сравнительный анализ приведенных на рис. 1 временных разрезов показывает, что наблюдаемый на разрезе «стандартного» ОГТ фон волн-помех (см. рис. 1, а), значительно осложняющий

волновую картину в интервале регистрации как надсолевых, так и подсолевых отражений, на разрезе ТАПФ (см. рис. 1, б) существенно ослаблен. В результате качество прослеживания отражающих горизонтов на временном разрезе ТАПФ значительно выросло. Выигрыш в прослеживаемости отражений особенно велик для подсолевых горизонтов (временной интервал 2). Сделанный на основе визуального анализа рис. 1 вывод об эффективности ТАПФ подтверждается количественными оценками качества волновых полей. Их графики представлены на рис. 2. Судя по рис. 2, оценка отношения сигнал/помеха (S/N) для волнового поля, полученного с применением ТАПФ, значительно выше, чем для «стандартного» ОГТ, и подтверждает вывод о наибольшем выигрыше для подсолевого интервала разреза. Оценки временной разрешенности обоих волновых полей оказались близкими по значениям. Аналогичные результаты получены на всех отработанных по технологии ТАПФ сейсмических профилях и в других сейсмогеологических условиях. Таким образом, данная технология может рассматриваться как эффективный инструмент повышения качества сейсмических материалов. Одновременно следует указать, что по результатам выполненных полевых экспериментов ТАПФ может рассматриваться не только как технология подавления помех, но и как инструмент решения задач прогнозирования геологического разреза (ПГР) и сейсмостратиграфии. Это определяется двумя основными факторами:

– с помощью ТАПФ можно значительно повысить качество сейсмических материалов, что является необходимым условием успешного решения задач ПГР;

– ТАПФ позволяет по отдельности выделять продольные и поперечные волны, определять их характеристики, в частности скорость распространения. Это дает возможность реализовывать методы внутриметодного комплексирования. Можно, например, вычислять параметр γ , относящийся к наиболее надежным показателям нефтегазонасыщенности пород. Он определяется как отношение скоростей V_s/V_p , где V_s и V_p скорости поперечных и продольных волн соответственно.

Продемонстрируем далее особенности реализации прогноза нефтегазоносности разреза с применением технологии ТАПФ на примере результатов, полученных на Некрасовском газовом месторождении. В административном отношении оно расположено на территории Красноармейского района Саратовской области (Саратовское Правобережье). В тектоническом плане месторождение находится в пределах Карамышской депрессии. Залежи газа на Некрасовском месторождении вскрыты в верейско-мелекеских и тульско-бобриковских отложениях. Далее в качестве примера приведены данные по верейско-мелекескому интервалу разреза. Он представлен преимущественно терригенными отложениями,

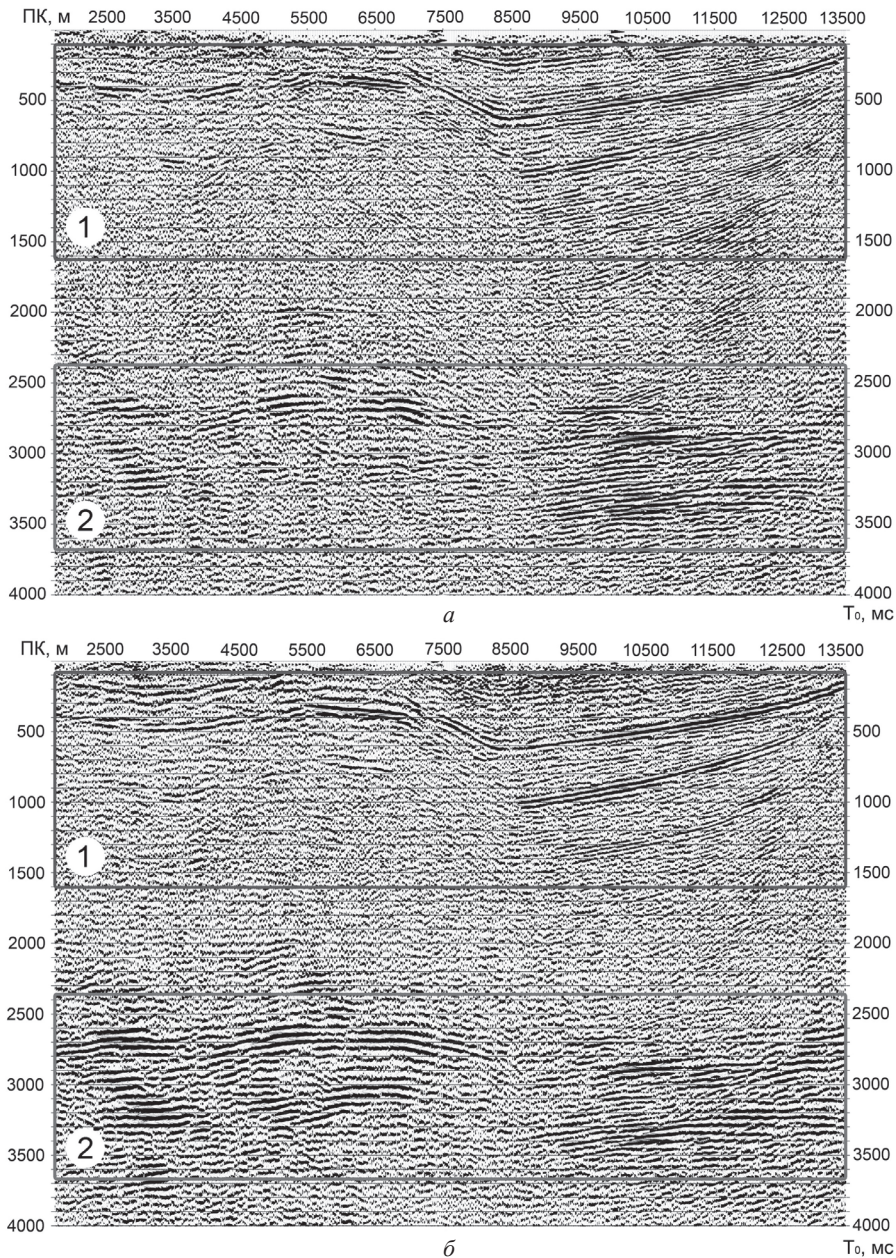


Рис. 1. Временные разрезы *PP* волн по профилю 15, Озинская площадь: *а, б* – разрезы для стандартной модификации ОГТ и АТПФ соответственно; *1, 2* – временные интервалы регистрации отраженных волн, формирующихся в надсолевом и подсолевом интервалах разреза, для которых вычислялись оценки качества сейсмического материала

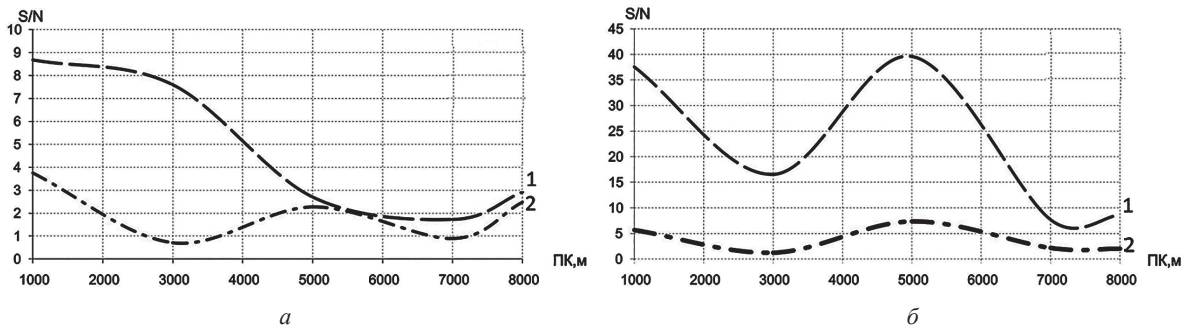


Рис. 2. Графики отношения сигнал/помеха для надсолевых (*а*) и подсолевых (*б*) отражающих горизонтов; *1, 2* – варианты для случаев применения стандартной модификации ОГТ и АТПФ соответственно



имеет мощность порядка 220 м и глубину залегания ≈ 1600 м.

Опытно-методические полевые работы были выполнены на двух пересекающихся профилях – 010714 и 020714 – силами Саратовской геофизической экспедиции АО НВНИИГГ. Применена следующая технология работ:

- асимметричная система наблюдения;
- длина приемной расстановки 4450 м, левая ветка 2050 м, правая ветка 2400;
- шаг между пунктами приема $\Delta X_{пп} = 50$ м;
- шаг между пунктами возбуждения $\Delta X_{пв} = 25$ м;
- кратность профилирования $K=90$;
- источник – группа из трех вибраторов СВ27/150 БКГ, линейно-, частотно-модулированный свип-сигнал 10–70 гц длительностью 6 с, количество накоплений 5;
- шаг дискретизации записи по времени 2 мс.

Монтаж временных разрезов ОГТ для продольных (P) и обменных (PS) волн по одному из пересекающихся указанное месторождение профилю 010714 приведен на рис. 3.

Визуальный анализ представленных на рис. 3 временных разрезов позволяет утверждать, что технология ТАПФ обеспечила высокое качество материала как для продольных, так и для обменных волн. Кровле и подошве тестируемого интервала разреза на рис. 3 соответствуют прокоррелированные на временных разрезах оси синфазности 4 и 5. Горизонт 4 соответствует подошве каширских отложений (nC_{2ks}), горизонт 5 – подошве верейско-мелекесской толщи ($nC_{2vr+mlk}$). Данные горизонты прослеживаются практически непрерывно по всему профилю. Некрасовская структура отчетливо видна на обоих обсуждаемых временных разрезах (CDP 340–440).

В ходе исследований для верейско-мелекесского интервала разреза было определено интервальное время пробега, а также скорости в слое для продольных и обменных волн. При определении скоростей волн разного типа и последующем вычислении параметра γ использовалась методика, описанная в работе [9]. Она основана на установленных аналитических зависимостях предельных эффективных скоростей PP , PS и SS волн, а также параметра γ . Полученные с использованием этих зависимостей результаты расчетов параметра γ для профиля 010714 представлены на рис. 4. Визуальный анализ рис. 4 показывает, что график γ , определенный по интервальным временам пробега разнотипных волн, имеет более рельефный вид по сравнению с графиком для расчета γ по скоростным характеристикам. В частности, график γ , вычисленный по интервальным временам P и S волн, характеризуется наличием четко локализованной области повышенных значений в пределах Некрасовского месторождения. Причем максимальные значения γ приурочены к сводовой части Некрасовской структуры (CDP 390 – 410). Примечательно, что на профиле 020714, пересекающем профиль 010714, для интервала, соответствующего верейско-мелекесским отложениям, выявлена аналогичная зона повышенных значений параметра γ (рис. 5). Она расположена на северном окончании профиля (CDP 620–850) и рассматривается как признак нефтегазоносности разреза.

Обобщение результатов применения ТАПФ на Озинской, Некрасовской и других площадях позволяет сделать следующие выводы:

- применение разработанной технологии дает возможность получать высококачественные

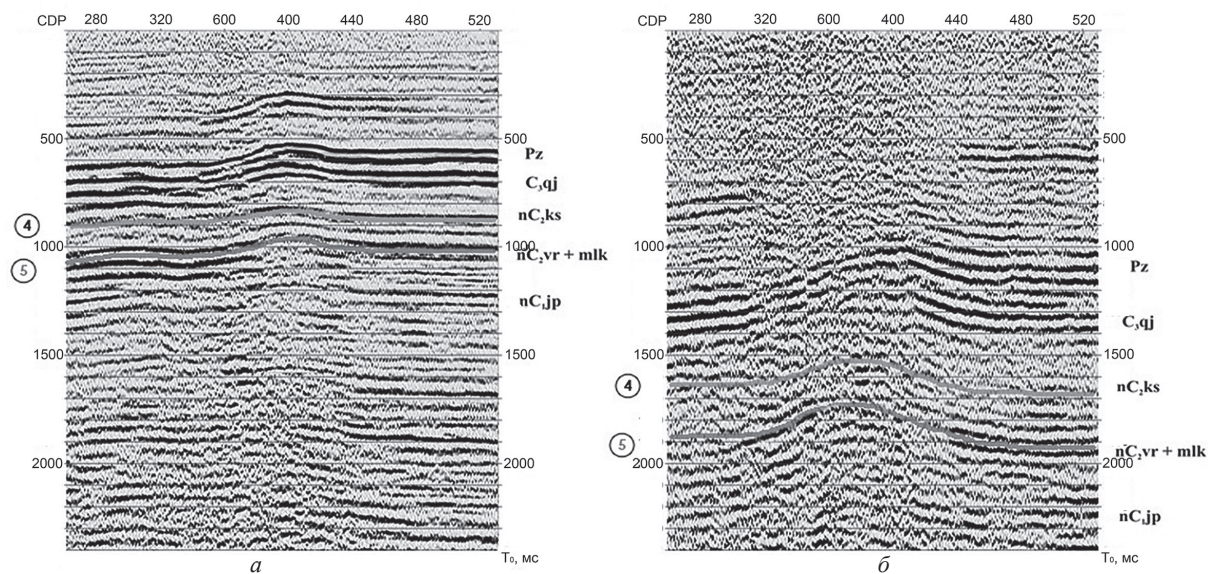


Рис. 3. Сопоставление временных разрезов продольных (а) и обменных (б) волн по профилю 010714, Некрасовское газовое месторождение; 4, 5 – сейсмические горизонты

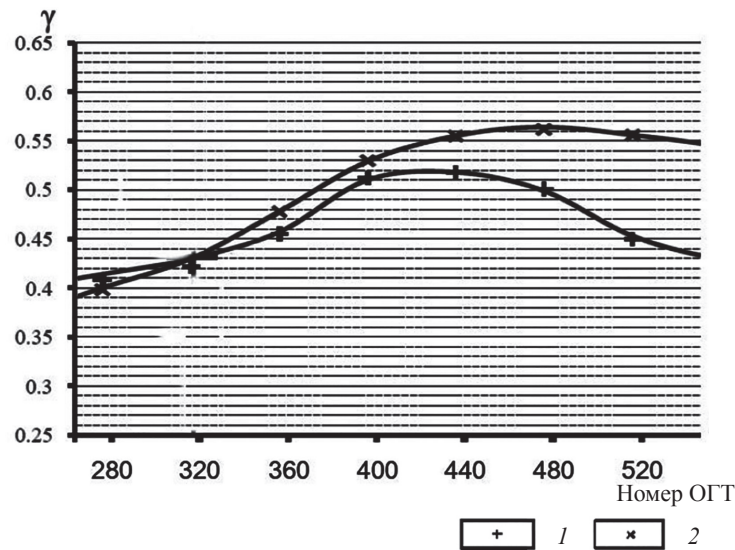


Рис. 4. Графики параметра γ , рассчитанного по интервальным временам Δt_{0ps} и Δt_{0pp} (1), а также по скоростям продольных и поперечных волн (2). Профиль 010714

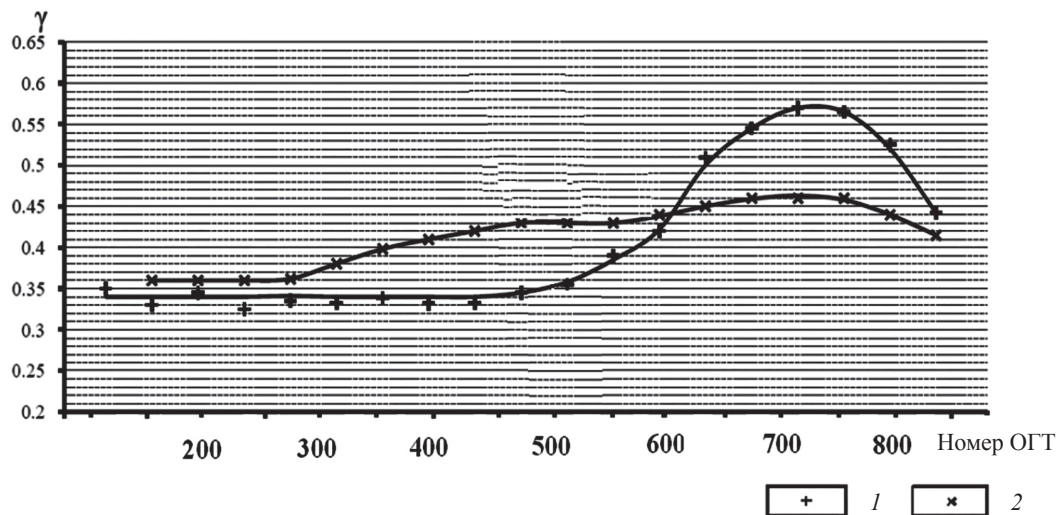


Рис. 5. Графики параметра γ , рассчитанного по интервальным временам Δt_{0ps} и Δt_{0pp} (1), а также по скоростям продольных и поперечных волн (2). Профиль 020714

временные разрезы ОГТ, а также характеристики продольных и обменных волн;

– вычисляемый по данным ТАПФ параметр γ имеет высокую информативность, может использоваться при решении задач прогнозирования нефтегазоносности разреза.

Вышеизложенные материалы, по нашему мнению, свидетельствуют о целесообразности внедрения поляризационной фильтрации, в том числе и ТАПФ, в практику сейсморазведочных работ как средства повышения эффективности поиска и разведки нефтегазовых месторождений.

Библиографический список

1. Гальперин Е. И., Мирзоян Ю. Д., Иванов Л. И. Поляризационный метод – общий метод сейсмических исследований // Нефтегазовая геология и геофизика. 1978. № 9. С. 38–43.
2. Притчет У. Получение надежных данных сейсморазведки. М.: Мир, 1999. 298 с.
3. Интерпретация данных сейсморазведки: справочник / под ред. О. А. Потапова. М.: Недра, 1990. 448 с.
4. Гальперин Е. И. Поляризационный метод сейсмических исследований. М.: Недра, 1977. 279 с.



5. Михеев С. И., Постнова Е. В., Артемьев С. А., Михеев А. С. О современных тенденциях изменения эффективности и условий производства нефтегазопонсковых работ // Недра Поволжья и Прикаспия. 2007. Вып. 52. С. 41–49.
6. Куколенко О. В., Живодров В. А., Селезнев В. А., Резепова О. П. Технология работ по высоконаправленной поляризационной модификации ОГТ (ВП ОГТ) // Приборы и системы разведочной геофизики. 2003. № 2. С. 58–67.
7. Мурзоян Ю. Д., Ойфа В. Я. Векторная (поляризационная) сейсморазведка и опыт применения в различных средах // ВНИИОЭГ. Сер. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1996. Вып. 1. С. 12–42.
8. Пузырев Н. Н., Оболенцева Н. Р., Тригубов А. В., Горшкелев С. Б. Экспериментальные исследования анизотропии скоростей в осадочных отложениях по наблюдениям на поперечных волнах // Геология и геофизика. 1983. № 11. С. 8–19.
9. Сейсмическая разведка методом поперечных и обменных волн / Н. Н. Пузырев, А. В. Тригубов, Л. Ю. Бродов [и др.]. М. : Недра, 1985. 238 с.

Образец для цитирования:

Михеев С. И., Зуб Е. А. Повышение надежности прогнозирования нефтегазоперспективных объектов на базе технологии адаптивной поляризационной фильтрации // Изв. Саратов. ун-та. Нов. сер. Сер. Науки о Земле. 2020. Т. 20, вып. 1. С. 64–71. DOI: <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2020-20-1-64-71>

Cite this article as:

Mikheev S. I., Zub E. A. Reliability Increase in Oil and Gas Perspective Objects Forecast on the Basis of Polarizing Filtration. *Izv. Saratov Univ. (N. S.), Ser. Earth Sciences*, 2020, vol. 20, iss. 1, pp. 64–71 (in Russian). DOI: <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2020-20-1-64-71>
