

Сейсмофациальный анализ среднедевонских отложений южного склона Пугачевского свода

■ Артемьев А.Е, Жильцова Е.В, ОАО «Саратовнефтегеофизика», г. Саратов

Введение

Одно из основных направлений поисков нефти и газа в Саратовском Заволжье связано с выявлением тектонически-экранированных структур в отложениях терригенного девона. Но, как показала практика геологоразведочных работ, объективную оценку перспектив нефтегазоносности выявленных объектов невозможно осуществить, опираясь только на сведения об их структурных формах. Во многих случаях параметры, закладываемые при подсчете ресурсов (пористость, эффективные толщины), оказываются далекими от фактических. Одним из возможных путей решения этой проблемы могут послужить результаты сейсмофациального анализа, способствующие более обоснованному прогнозированию фациально-литологического состава вмещающих пород.

В настоящей статье кратко рассмотрена методика сейсмофациального анализа и описаны результаты, полученные на одном из месторождений, расположенном в пределах южного склона Марьевско-Ершовского выступа Пугачёвского свода Волго-Уральской антеклизы.

Сейсмофациальный анализ – метод геологической интерпретации сейсмической волновой картины путем воссоздания по ее структурно-динамическим особенностям тектонической истории и условий образования осадочных отложений с целью прогнозирования их фациально-литологического состава и поисковых перспектив. В основу анализа положены представления о том, что латеральные и вертикальные изменения литологических и петрофизических свойств

осадочной толщи приводят к изменениям физических параметров сейсмического сигнала, что, в свою очередь, оказывает влияние на характер прослеживаемости горизонтов и форму сейсмического импульса. Например, некоторый геологический разрез отображается на временном сейсмическом разрезе некоторой типовой картиной и в случае ее неизменности на некотором протяжении вдоль латерали мы можем считать неизменным и геологическое строение разреза. Смена волновой картины подразумевает и смену строения геологического разреза [4].

Прямой корреляции между определенным типом рисунка волновой картины и литологическим составом пород не существует. Так, например, низкоамплитудные отражения могут соответствовать как пачкам с тонким переслаиванием, так и зонам развития пород одного литологического типа. Однако, анализ изменяющихся характеристик отражений в комплексе со всеми имеющимися данными, в первую очередь данными ГИС, керна, позволяют сделать предположения об условиях осадконакопления и получить приемлемые оценки литологии.

Методика сейсмофациального анализа

Подробное описание методики сейсмофациального анализа, используемой в ОАО «Саратовнефтегеофизика» на протяжении последних девяти лет, приведено авторами в работе [1], поэтому постараемся привести по возможности краткий обзор. Сейсмофациальный анализ осуществлен в системе Stratimagic компании Paradigm Geophysical. Основ-

ным материалом для интерпретации послужил амплитудный куб, полученный в результате временной миграции до суммирования.

Первый этап работы включал в себя определение сейсмических комплексов, которые объединяют относительно согласно залегающие и генетически связанные отложения. По скважинным данным были выделены и прокоррелированы отражения от кровли или подошвы исследуемых пластов и выбран постоянный временной интервал для исследования.

Второй шаг представляет собой детальный анализ внутри выбранного интервала.

На данном этапе работ трассы группировались в сеймофации. Процесс разделения на сеймофации основан на определении изменения формы сейсмической трассы, ее особенностей и отнесения этого изменения к тому или иному классу.

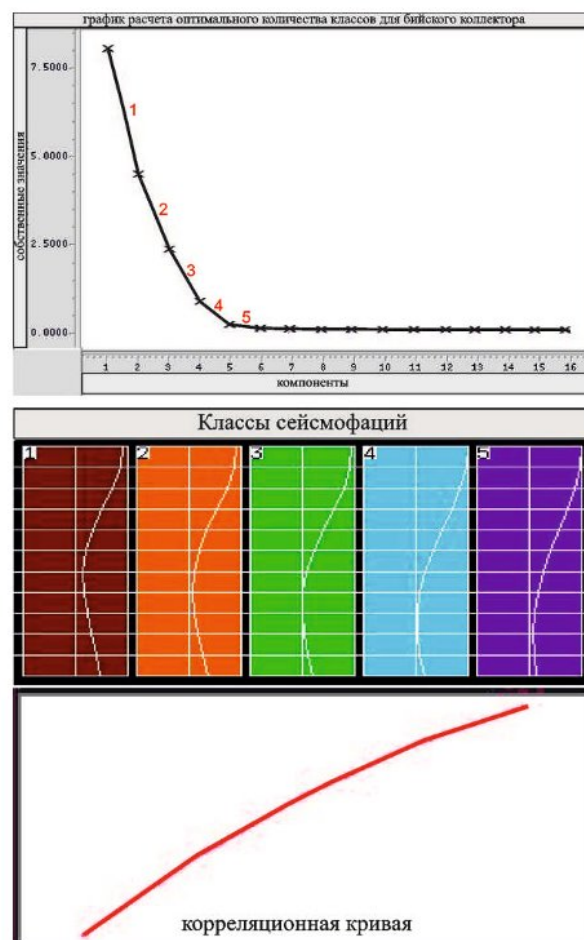
Сейсмическая фациальная единица (сеймофация) объединяет группу отражений, характеризующихся схожим набором параметров, таких, как конфигурация, непрерывность, амплитуда, частота и т.д. Каждый параметр несет определенную информацию о геологическом строении изучаемого интервала. Конфигурация отражений тесно связана с основными характеристиками напластования, непрерывность отражений - с непрерывностью пластов, амплитуда показывает соотношение плотности и скорости, частота зависит от мощности пластов [2].

Таким образом, в процессе выделения сеймофаций определяется ряд типовых форм сейсмотрасс (интервалов сейсмотрасс) и каждая реальная трасса в кубе 3D относится к одной из этих форм [3].

Применение технологии автоматической классификации

Сейсмофациальный анализ осуществлялся при помощи модуля Facies Map.

Наиболее эффективна классификация участков трасс по их форме с использованием технологии нейронных сетей (SISMAGE™ Neural Network Technology - NNT). При этом достигается выделение детальных характеристик волновой записи, не достигаемых другими способами. Ожидается, что эти особенности связаны с особенностями строения коллектора. В основе NNT лежит применение самоорганизующейся нейронной сети для распознавания и оценки изменения формы сейсмического сигнала в изучаемом интервале. Форма определяется как функция скорости изменения



▲ Рис. 1. Классы сеймофаций и график расчета оптимального количества классов.

трассы от одного её отсчета к другому. В связи с этим абсолютные значения амплитуды трассы менее значимы, чем её форма. Способность NNT выявлять устойчивые зависимости в условиях встречающихся помех и отражать все тонкости сейсмического волнового поля позволяет повысить точность результата при оценке коллекторов и геометризации их границ [3].

Модельные трассы являются искусственным представлением классов и хранятся в виде последовательных серий. Для удобства все сейсмофации помечены разными цветами (рис. 1).

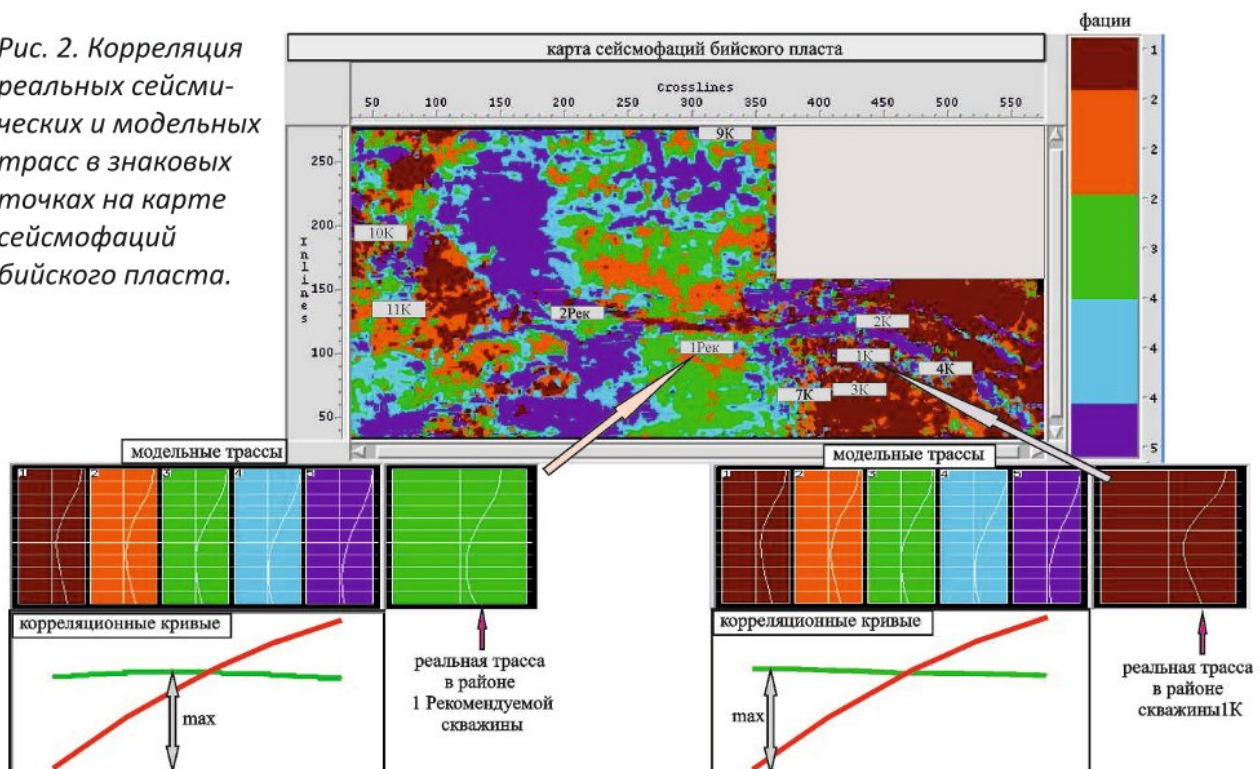
Количество классов зависит, в первую очередь, от мощности изучаемого интервала, от строения территории работ, от необходимой детальности исследований. Дополнительно для каждого пласта были рассчитаны графики собственных значений, на которые ориентировались при выборе количества классов (см. рис. 1). Учитывая небольшую мощность изучаемых интервалов и при этом высо-

кую детальность исследований, количество классов выбрано равным 5. Тестируя влияние количества итераций на полученный результат, оптимальными для данных интервалов выбрали 45 итераций.

Окончательным результатом расчетов являются карты сейсмофаций и наборы модельных трасс, которые совместно описывают разнообразие форм сигналов по всей площади в исследуемом интервале (рис. 2).

Удобным способом контроля за процессом автоматической классификации и своеобразной подсказкой для интерпретации полученных результатов является расчет и анализ ряда специальных карт, графиков и кроссплотов. Примером может служить расчет корреляционной кривой - красная линия в нижней части рисунков 1 и 2, показанная под модельными сейсмотрассами. Чем круче наклон кривой, тем больше отличие одной модельной трассы от другой. Соответственно, чем больше сейсмофаций

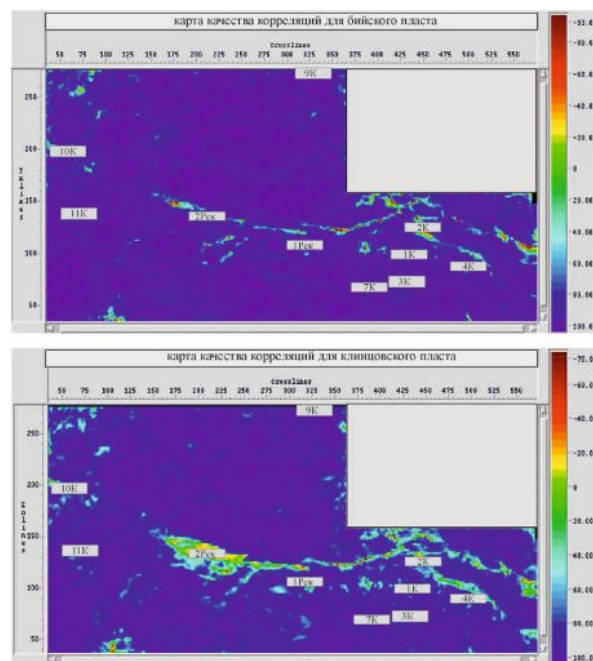
► Рис. 2. Корреляция реальных сейсмических и модельных трасс в знаковых точках на карте сейсмофаций бийского пласта.



выделено на площади, тем положение будет наклон этого графика, тем менее надежно разделяются соседние сейсмофации [4].

Далее для контроля качества результатов классификации, сравниваем реальные трассы, выбранные с полученной карты сейсмофаций в интересующих нас местах с модельными трассами. Зеленая кривая в нижней части рисунка 2 представляет собой корреляцию выбранной сейсмической трассы с модельной трассой. Реальная сейсмическая трасса в районе скважины 1К имеет лучшую корреляцию с синтетической трассой 1 коричневого цвета, что подтверждает зеленая корреляционная кривая на рис. 2., которая имеет максимальное значение напротив той модельной сейсмотрассы, которой она больше всего соответствует, в данном случае - первой. Анализируя реальные сейсмические трассы в районе 1 рекомендуемой скважины, видим на рисунке 2, что зеленая линия более всего тяготеет к третьей (зеленой) модельной сейсмотрассе, но также близка ко второй (красной). Вероятно, вторая и третья модельные трассы соответствуют породам со сходным литологическим составом или свойствами. Возможно также, что скважина находится в месте перехода между этими сейсмофациями, так как сейсмотрассы меняются непрерывно, а количество сейсмофаций дискретно и ограничено.

В процессе классификации каждая сейсмическая трасса сравнивается с модельными трассами и ей присваивается цвет и номер модельной трассы с наилучшей корреляцией. Карта качества корреляций модельных и реальных трасс показывает пространственное распределение качества корреляций (рис. 3). Синим цветом показаны участки с наи-

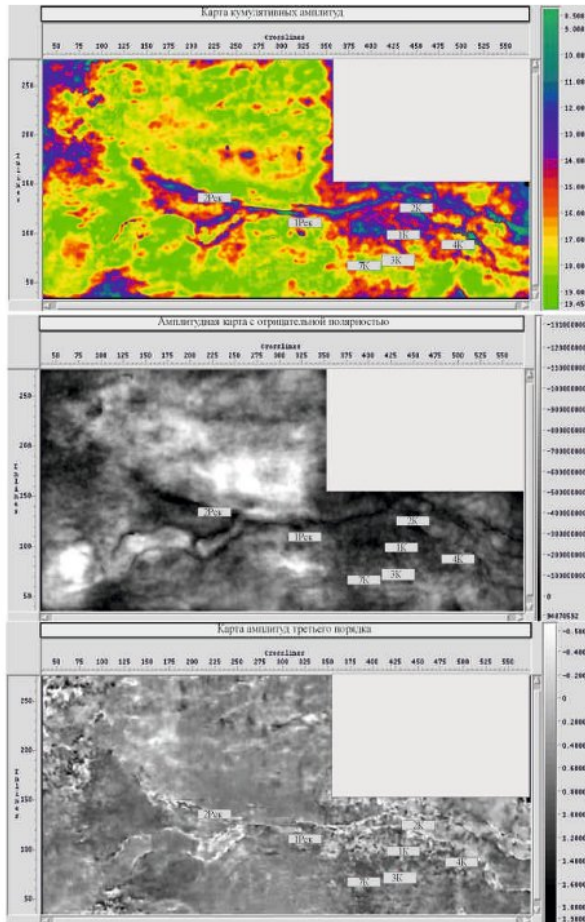


▲ Рис. 3. Карта качества корреляций сейсмических и модельных трасс для бийского и клинцовского пластов.

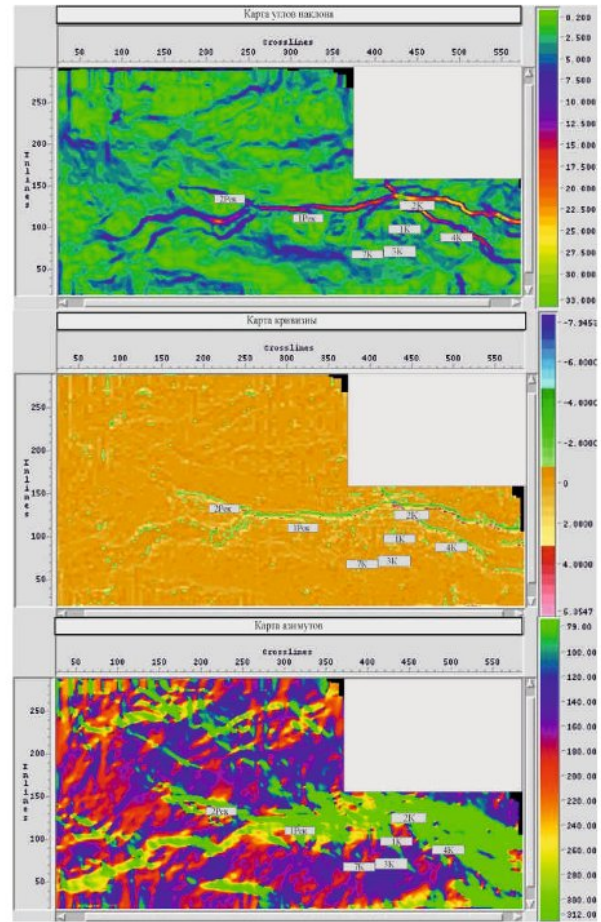
лучшим качеством корреляции модельных и реальных трасс, красным цветом, соответственно, с низким качеством корреляции. Для примера на рисунке 3 приведены карты качества корреляций бийских и клинцовских отложений, на которых преобладает синий цвет наилучшего качества корреляции трасс. Участки с низким качеством корреляции совпадают с зонами разломов, поэтому по этим картам удобно наблюдать пространственное расположение разрывных нарушений, которые видны и на карте сейсмофаций (см. рис. 2).

Кроме вышеописанных карт, положение разломов в пространстве хорошо показывают карты атрибутов: карты атрибутов бийского интервала (рис. 4.), карты атрибутов по отражающему горизонту nD2kl (рис. 5).

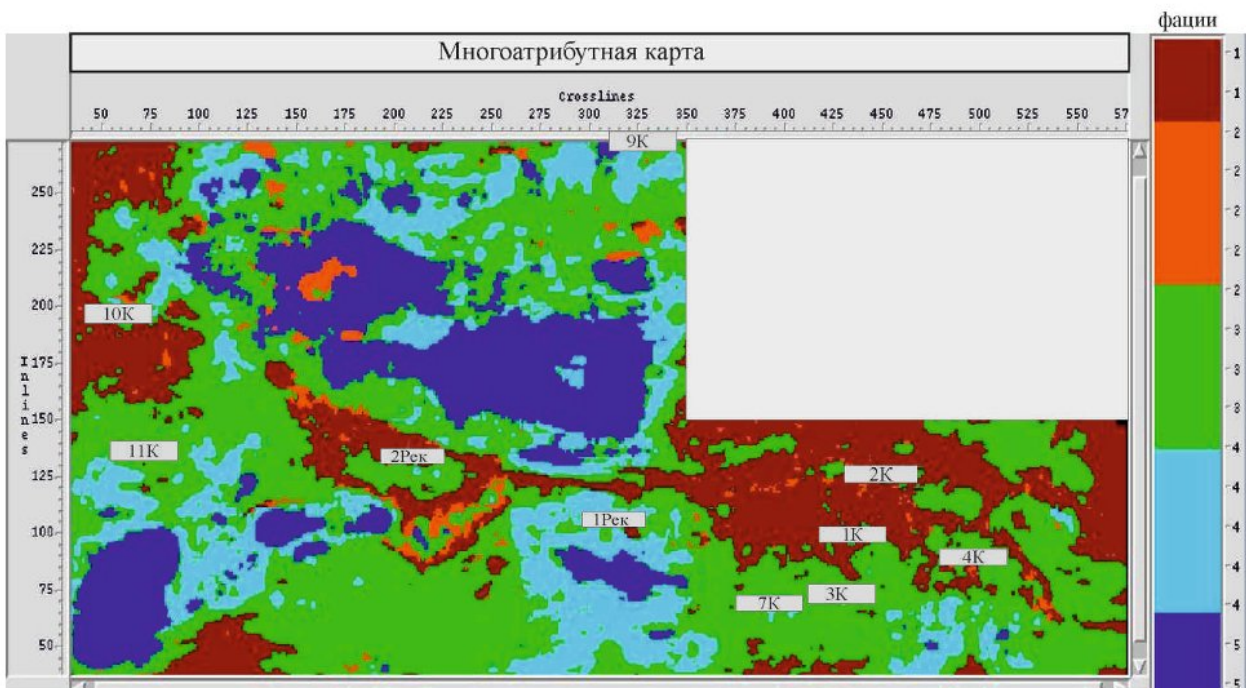
Исследуя изменчивость волнового поля в бийском интервале, по полученным картам атрибутов построена многоатрибутная карта сейсмофаций с приме-



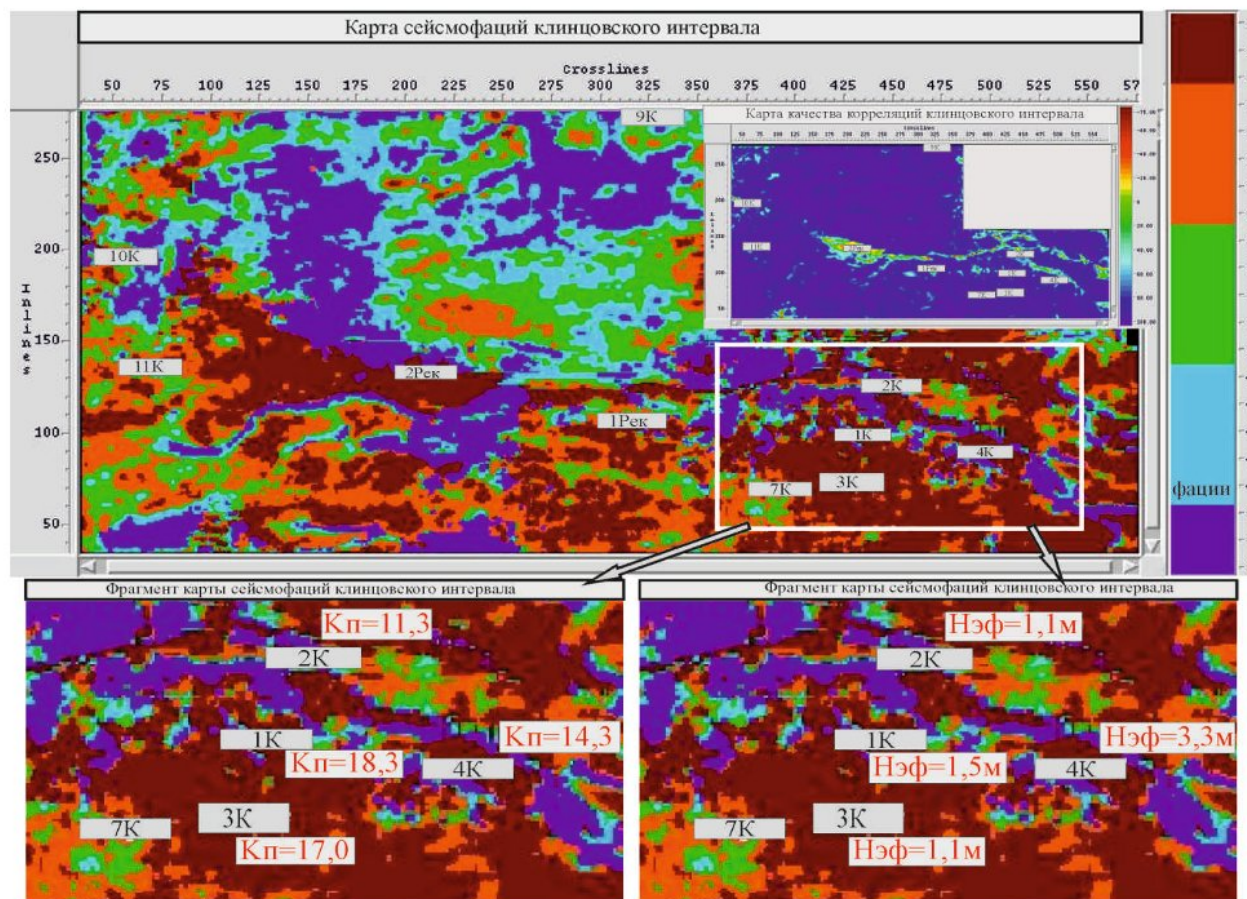
▲ Рис. 4. Карты атрибутов бийского интервала.



▲ Рис. 5. Карты атрибутов по отражающему горизонту nD2kl.



▲ Рис. 6. Многоатрибутная карта сейсмofаций бийского пласта.



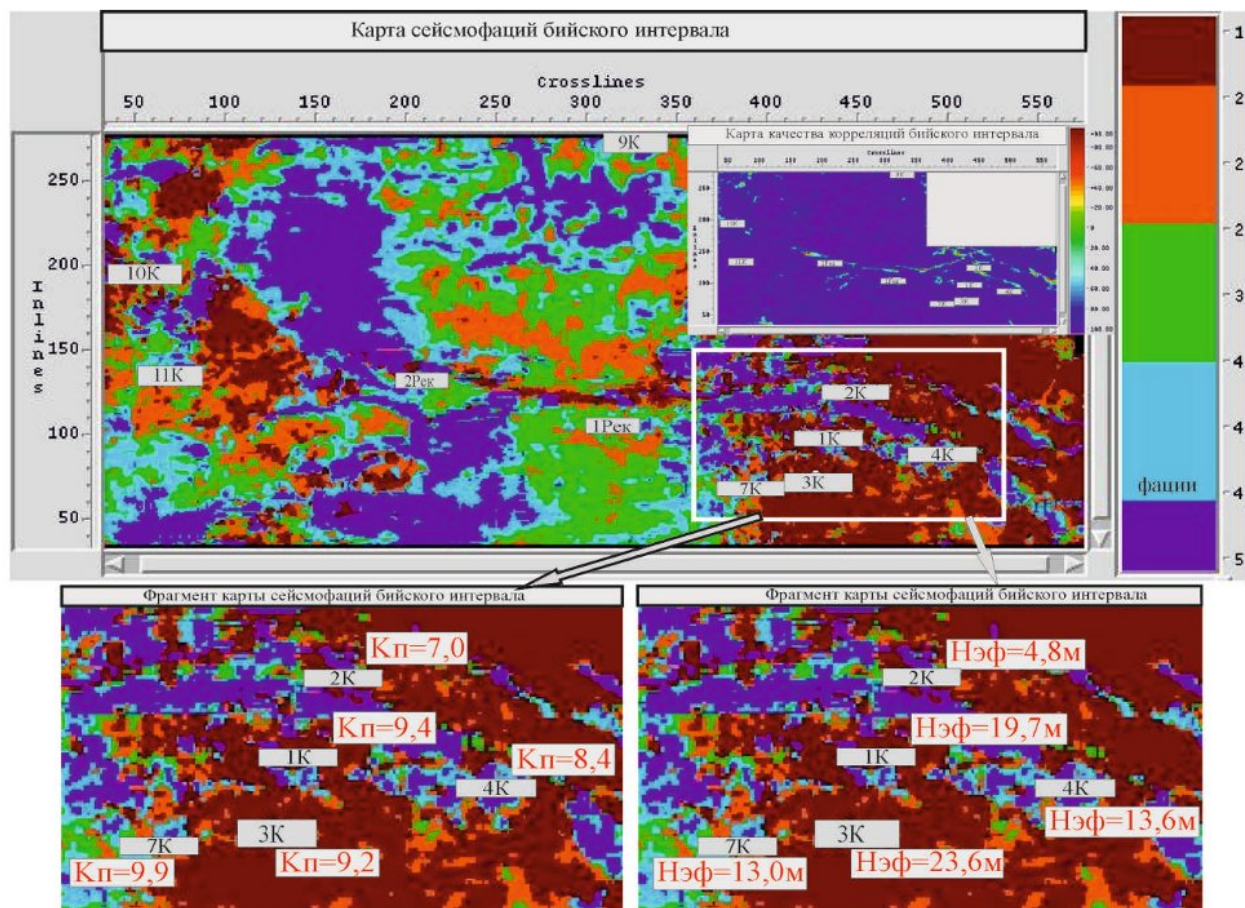
▲ Рис. 7. Карта сейсмофаций клинцовского интервала со значениями Нэф и коэффициента пористости по скважинам.

нением алгоритма гибридной кластеризации (рис. 6.), основанной на классификации групп значений атрибутов, а не формы трасс. Судя по этой карте, Рекомендуемые скважины 1 и 2 находятся в отличающихся друг от друга условиях.

Карты сейсмофаций были получены по бийскому и клинцовскому интервалам. На картах хорошо подчеркивается зонирование участков с разными свойствами и вероятно с разным литологическим составом. На карте сейсмофаций и карте качества корреляции клинцовских отложений (рис. 7.) хорошо просматривается зона тектонических нарушений и в эту зону попадают скважины 2К и 4К. Продуктивные в этом интервале 1К и 3К скважины находятся в обширной области коричневой фации и имеют близкие значения Нэф и коэффициента пористости. 2 Реко-

мендуемая скважина хотя и находится в зоне низких значений качества корреляции, но попадает в четко выделенный, довольно обширный участок коричневой фации, также как и 1 Рекомендуемая скважина - уверенно попадает в зону коричневой и красной фаций. Поэтому, вероятно, значения Нэф и коэффициента пористости в них будут близкими к значениям в 1К и 3К скважинах.

Зона тектонических нарушений, в которую попадает 2К скважина, также отчетливо видна и на карте сейсмофаций и на карте качества корреляции бийских отложений (рис. 8). Самое большое значение для бийских отложений Нэф = 23,6м в продуктивной 3К скважине, которая попадает в центр обширной зоны коричневой фации. Немного меньшее значение Нэф = 19,7м в продуктив-

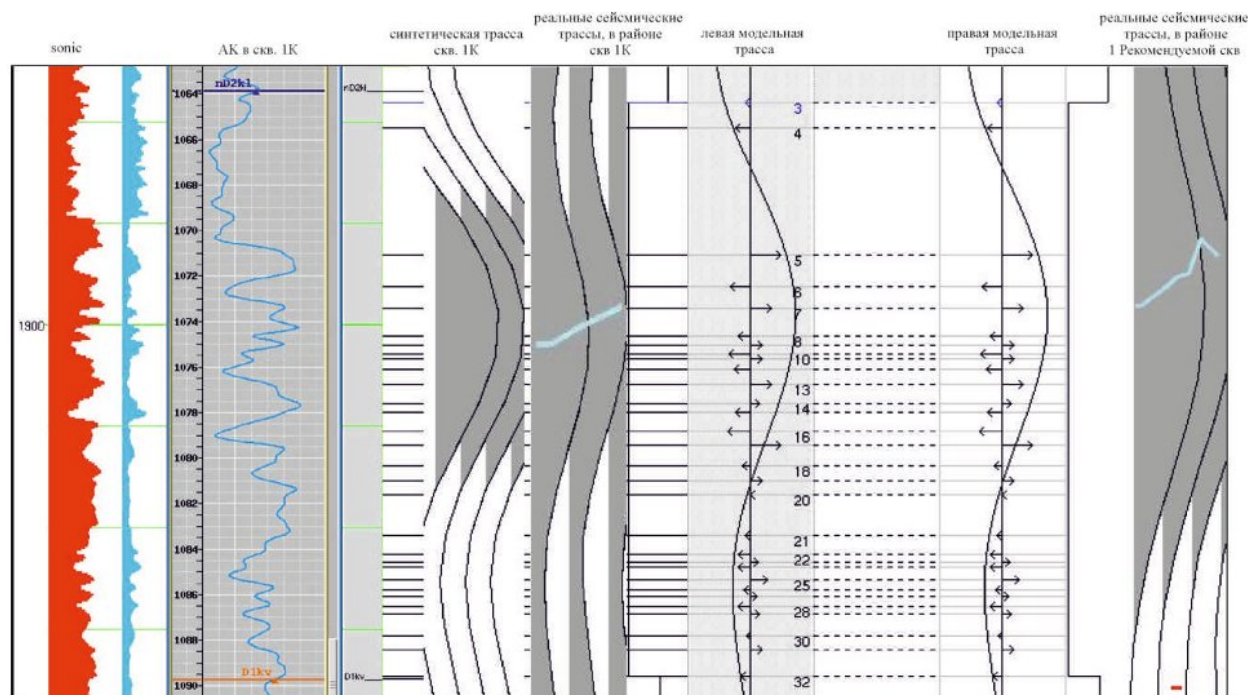


▲ Рис. 8. Карта сейсмofаций бийского интервала со значениями $H_{эф}$ и коэффициента пористости по скважинам.

ной 1К скважине, соответствует меньшей по размеру зоне коричневой фации. В продуктивной 4К скважине, попадающей в приразломную область и совпадающей с сине-фиолетовой фацией, $H_{эф} = 13,6$ м. Самое маленькое $H_{эф}=13,0$ м в непродуктивной 7К скважине, совпадающей с областью сине-зелено-красной фаций. 1 Рекомендуемая скважина находится на границе красной и зеленой фаций, 2 Рекомендуемая скважина попадает в фацию зеленого цвета на границе с красной, поэтому возможно коллекторские свойства в них (для бийского интервала) будут близкими или лучше, чем в 7К скважине, но хуже, чем в 1К или 3К скважинах. По значениям коэффициента пористости выделить какую-либо зависимость не удалось.

Использование управляемой классификации для интерактивного моделирования сейсмического волнового поля

Помимо сопоставления данных скважин и сейсмofациальных карт, пакет Stratimagic позволяет спрогнозировать свойства в интересующих нас точках куба, 1 и 2 Рекомендуемых скважинах, используя имеющиеся скважинные данные. Для исследования был выбран бийский интервал и за основу взята продуктивная в этом интервале скважина 1К. Моделирование проводилось с использованием модуля NexModel (программа динамического и интерпретационного моделирования с привлечением каротажных и петрофизических данных по скважинам) компании Paradigm Geophysical. При этом кривая



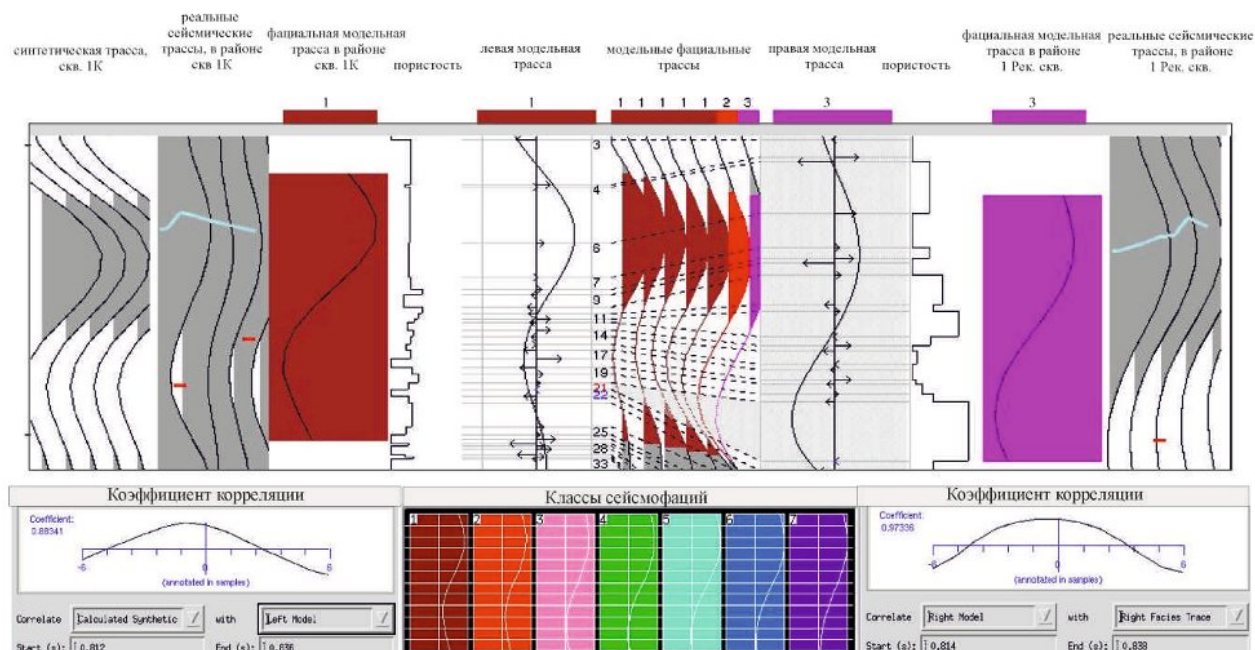
▲ Рис. 9. Синтетические и модельные трассы для бийского пласта.

акустического каротажа по скважине 1К была разбита на блоки, соответствующие границам кровли и подошвы пластов в изучаемом интервале. По итогам стандартного моделирования с использованием аналитического импульса Voxcar в точке скважины получена синтетическая трасса (рис. 9). В точках скважин 1К и 1 Рекомендуемой, выбраны реальные сейсмические трассы в бийском интервале. Детальное моделирование выполнялось с учетом мощности, пористости и водонасыщенности пластов. Пользуясь, для контроля, подсчетом коэффициента корреляции, для каждого пласта подбирались наиболее соответствующие ему значения выше перечисленных параметров (рис. 10.). В районе 1К скважины коллектор представлен чередованием тонких слоев. При моделировании подтверждается тонкослоистая модель коллектора, и получены очень близкие значения коэффициента пористости к данным по опробованию скважины. В точке 1 Рекомендуемой скважины, последовательно изменяя толщины,

пористость и водонасыщенность пластов, была найдена модельная трасса, наилучшим образом согласующаяся с реальной трассой в точке проектной скважины. На изменение формы сигнала в бийском интервале большее влияние оказывает изменение мощности и пористости некоторых из пластов, чем изменение водонасыщенности. В центре рисунка 10, видно прогнозное изменение мощности (увеличение мощности отдельных слоев). Прогнозные значения пористости в точке 1 Рекомендуемой скважины отличаются от значений пористости в 1К скважине и представлены в виде кривых на рисунке 10.

Но не стоит забывать о многовариантности решаемой задачи, ведь для получения такой формы сигнала возможны и другие варианты соотношения значений исследуемых параметров.

Благодаря интеграции приложений Stratimagic и NexModel, полученные модельные трассы по 1К скважине и 1 Рекомендуемой скважине, были привязаны к сейсмofациям, полученным в

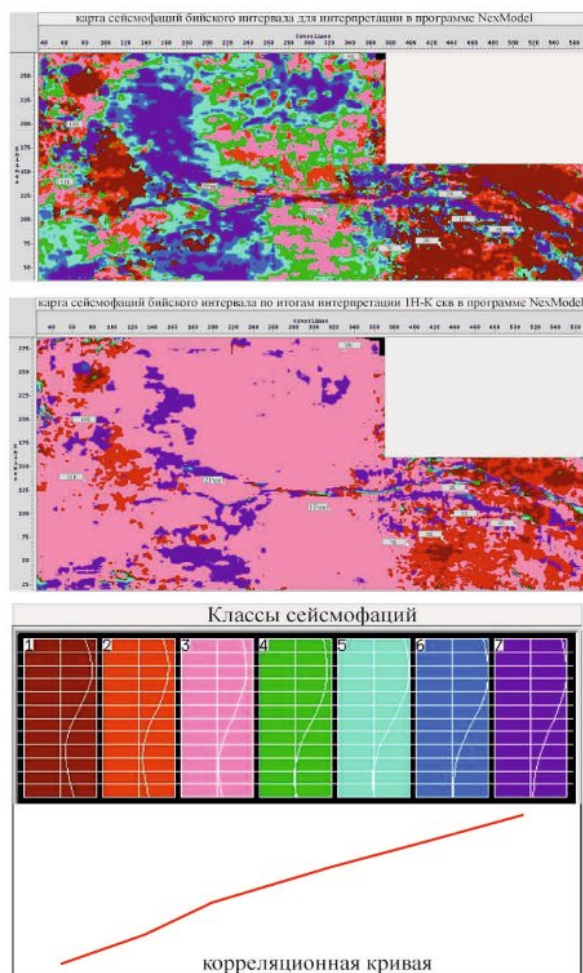


▲ Рис. 10. Моделирование фациальных трасс для бийского пласта в точке 1 Рекомендуемой скважины.

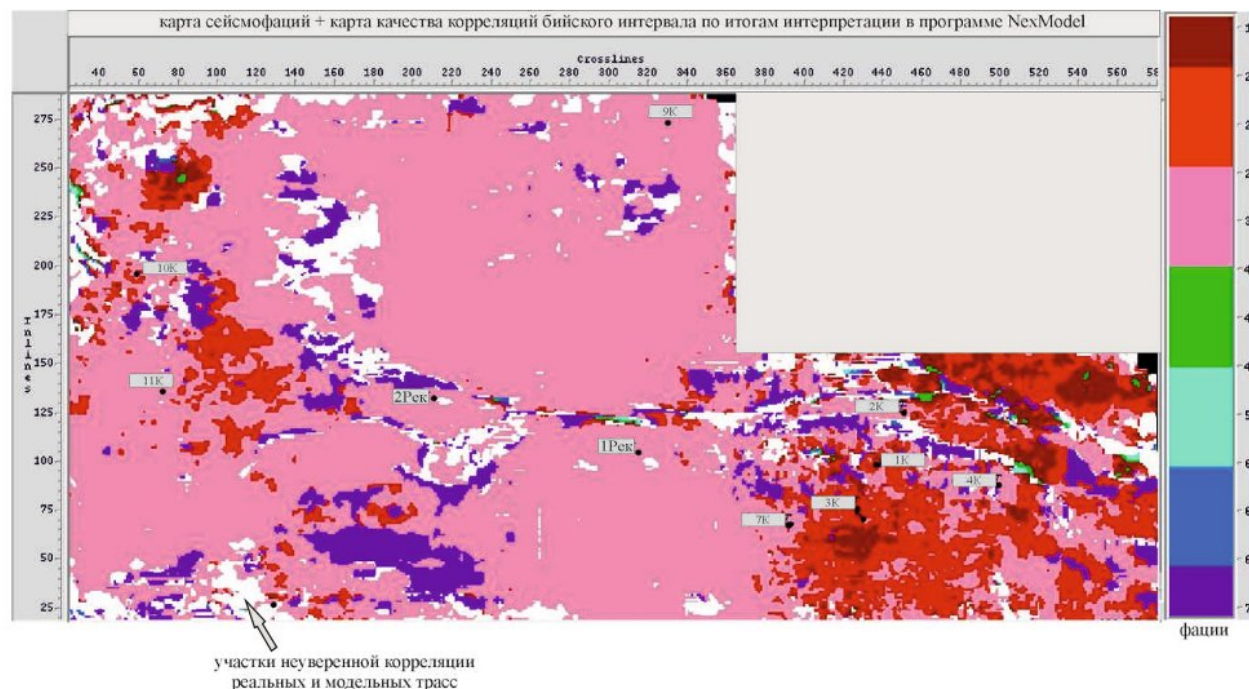
результате классификации в модуле Stratimagic (см. рис. 10).

Для этого в модуле Stratimagic построили карту сейсмофаций бийского интервала с более детальным расчленением фаций, на семь классов. Модельные фациальные трассы в изучаемых точках показаны на рисунке 10. Получены высокие коэффициенты корреляции модельных и фациальных трасс (выше 0.8).

Модельная фациальная трасса в районе 1К скважины принадлежит к коричневому классу фаций, фациальная трасса в районе 1 Рекомендуемой скважины - к розовому классу. Между ними интерполируются синтетические модельные трассы и по их форме присваиваются к соответствующим фациальным классам. Синтетические эталонные трассы переводятся в модуль Stratimagic, где для них проводится качественный управляемый анализ распространения сейсмофаций по площади (рис. 11). На карте сейсмофаций (рис. 11.) можно видеть, что классификация отражений в бийском интервале вполне уверенно выделяет



▲ Рис. 11. Карты сейсмофаций бийского горизонта до и после интерпретации в программе NexModel.



▲ Рис. 12. Комплексная карта сейсмофаций и качества корреляций бийского интервала по итогам интерпретации в программе NexModel.

несколько зон, которые представлены различными свойствами или литологией. Такой вывод вытекает и из поведения корреляционной кривой, красной линии в нижней части рисунка 11. Изменение наклона кривой является индикатором раздела сред.

Чтобы обозначить на карте участки с высокой и низкой степенью достоверности, было задано пороговое значение коэффициента корреляции 80 процентов. После этого, зоны неуверенной корреляции модельных и реальных трасс стали выделены на карте белым цветом (рис. 12.). 1 Рекомендуемая скважина находится в зоне уверенной корреляции реальных и модельных трасс, в то время как 2 Рекомендуемая скважина находится вблизи зоны неуверенной корреляции, вероятно из-за близкого расположения к разрывному нарушению. Обе рекомендуемые скважины совпадают с розовым классом сейсмофаций, а продуктивная 1К скважина – с коричневым, что указывает на вероятное ухудшение

коллекторских свойств в районе рекомендуемых скважин в этом интервале. Для большей достоверности такое же моделирование провели и для 2 Рекомендуемой скважины.

В качестве эталона оставили модель по 1К скважине и аналогичным образом выполнили детальное моделирование с учетом мощности, пористости и водонасыщенности пластов. В точке 2 Рекомендуемой скважины мощности и свойства слоев в пределах верхнего максимума меняются. Мощность слоев в верхней части максимума стала меньше, но мощности слоев в нижней части максимума – увеличились.

Моделирование подтвердило, что трассы в районе 1 и 2 Рекомендуемых скважин, по форме сигнала относятся к одному классу сейсмофаций, и предполагаемые коллекторские свойства в этих скважинах для бийского интервала будут близкими или лучше, чем в 7К скважине, но хуже, чем в продуктивных 1К или 3К скважинах.

Заключение

Снижение производственных рисков и увеличение рентабельности геологоразведочных работ при поиске залежей нефти и газа является многогранной задачей. Небольшие нефтяные компании часто экономят на специализированных исследованиях и, в результате, принятые решения об очередности разбуривания объектов, поиска залежей углеводородов или доразведки месторождения могут базироваться на недостаточно обоснованных геологических моделях. Последнее может привести, и обычно приводит, к финансовым потерям в несколько раз превышающим стоимость нереализованных технологий. Приведенные выше примеры применения сейсмофациального анализа являются лишь отдельными приемами анализа геологической информации, которые позволяют принять более аргументированные решения для выбора дальнейшего направления поисковых работ и снизить возможные затраты при реализации программы бурения.

Литература

1. Артемьев А.Е., Иванов А.В., Жильцова Е.В., Ольшанский А.С. Центр обработки и интерпретации ОАО «Саратовнефтегеофизика». // Приборы и системы разведочной геофизики №04(38)/2011. С.6-16. ISSN 2074-8906
2. Колесов В.В. ЗАО «Пангея» - 10 лет, Геофизика, Спец. Выпуск, 2004. –С.3-4. ISSN 1681-4568.
3. Малярова Т.Н., Иванова Н.А. Современные методы сейсмофациального анализа на реальных примерах /Тезисы докладов VIII международной научно-практической конференции Геомодель-2006. –С.136.
4. Разин А.В., Меркулов В.П., Чернов С.А. Применение геофизики при изучении месторождений нефти и газа, Министерство образования и науки Российской Федерации, Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ, Томск, 2004. 332с.

Подробнее об авторах



Артемьев
Александр Евгеньевич

Директор по производству –
– Главный геофизик
ОАО «Саратовнефте-
геофизика»,
к. г.-м. н.



Жильцова
Елена Владиславовна

Ведущий геофизик центра
по обработке и интерпре-
тации геофизической
информации ОАО «Саратов-
нефтегеофизика»