

Стохастическая инверсия для включения сейсмических данных в трехмерное моделирование

Гайфулина Е.Ф.¹, Решетников А.А.¹, Швыдкой В.С.¹, Дорохов А.Р.²

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, ²АО «Сибнефтегаз», Новый Уренгой, Россия
efgaifulina@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Приведенные в статье результаты показывают, как с помощью стохастической инверсии эффективно внедрять сейсмические данные в трехмерное моделирование, тем самым повышая надежность полученных геологических моделей. Для отложений пластов ПК_{19–20} на основе стохастической инверсии выполнен площадной прогноз обстановок осадконакоплений (фаций), выделенных по скважинным данным. Полученная трехмерная геологическая модель точнее подчеркивает неоднородности распространения свойств в геологической среде, что особенно важно при планировании эксплуатационного бурения.

Материалы и методы

В работе реализована методика стохастической сейсмической инверсии и анализ полученных результатов для включения в трехмерную геологическую модель. В качестве входных данных использованы угловые суммы, кривые упругих свойств и фаций

по скважинам, стратиграфический каркас трехмерной геологической модели.

Ключевые слова

стохастическая (геостатистическая) инверсия, фация

Для цитирования

Гайфулина Е.Ф., Решетников А.А., Швыдкой В.С., Дорохов А.Р. Стохастическая инверсия для включения сейсмических данных в трехмерное моделирование // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 16–21. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-16-21

Поступила в редакцию: 06.12.2022

GEOLOGY

UDC 550.34.06.013.3

Stochastic inversion for including seismic data in 3D modeling

Gaifulina E.F.¹, Reshetnikov A.A.¹, Shvydkoy V.S.¹, Dorokhov A.R.²

¹“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia, ²“Sibneftegaz” JSC, Tyumen, Russia
efgaifulina@tnnc.rosneft.ru

Abstract

Presented in the article results show how to effectively integrate seismic data into 3D modeling using stochastic inversion, thereby increasing the reliability of the obtained geological models. For the deposits of PK_{19–20} formations, on the basis of stochastic inversion, an areal forecast of sedimentation environments (facies) identified from well data was made. The resulting three-dimensional geological model more accurately emphasizes the heterogeneity of the distribution of properties in the geological environment, which is especially important when planning production drilling.

Materials and methods

The paper implements the technique of stochastic seismic inversion and analysis of the obtained results for inclusion in a three-dimensional geological model. Angle stacks, well curves of elastic properties and

facies, a stratigraphic framework of a three-dimensional geological model were used as input data.

Keywords

stochastic (geostatistical) inversion, facies

For citation

Gaifulina E.F., Reshetnikov A.A., Shvydkoy V.S., Dorokhov A.R. Stochastic inversion for including seismic data in 3D modeling. Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 16–21. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-16-21

Received: 06.12.2022

Введение

В ходе развития сейсмической инверсии возникла необходимость ее объединения с другими дисциплинами: остро встает вопрос, каким образом использовать полученные результаты на последующих этапах изучения месторождений углеводородов. Выполненные на стадии геологоразведочных работ (ГРП) сейсмическая инверсия и количественный атрибутный анализ, учитывая неопределенность прогнозов в силу разрешающей способности сейсморазведки, не всегда удается эффективно использовать на стадии разработки месторождения. Усложняет задачу и то, что при построении 3D-модели для разработки зачастую происходит корректировка концептуальной геологической модели: например, повышается детальность работ, стратифицируются дополнительные границы и пр. Таким образом происходит разрыв между стадиями изучения месторождения, а специалисты вынуждены несколько раз выполнять одну и ту же работу.

Одним из решений этой проблемы является геостатистическая (стохастическая) инверсия. Данный вид инверсии появился уже довольно давно. Методика схожа с процессом построения трехмерной геологической модели за одним исключением: здесь вводится дополнительное ограничение сейсмическими данными. Для каждой итерации расчета по построенной модели синтезируется волновое поле и сопоставляется с реальным: модель считается корректной только в случае подобия данных. Подробное описание действия алгоритма опубликовано в большом количестве работ [6–9].

Стохастическая инверсия требует знания параметров детерминистической инверсии, а настройка горизонтальных вариограмм осуществляется на основе карт атрибутов, рассчитанных по кубам упругих свойств. Также при геостатистической инверсии напрямую анализируется волновое поле в интервале целевого объекта, что позволяет избежать кропотливого процесса поиска связей скважинных параметров (фильтрационно-емкостные свойства, фации, литотипы) с атрибутами сейсмической записи. Таким образом в разработке напрямую используются результаты ГРП, что обеспечивает преимущество стадий изучения месторождения.

Специалисты ПАО «НК «Роснефть» эту методику уже использовали в различных работах на объектах компании [4, 5]. Например, при прогнозе литологического строения бажено-абалакского интервала разреза (БАК) в пределах Краснотеннинского свода [1] на основе полученных результатов удалось выполнить прогноз литологических свойств объекта, а также выделить продуктивные и перспективные зоны в интервале БАК и оценить степень неопределенности прогнозов.

В настоящей статье технология стохастической инверсии реализована для интервала нижней части покурской свиты Берегового месторождения. Промежуточные результаты опробования алгоритма для отложений пластов ПК₁₉₋₂₀ подтвердили качество и достаточность скважинных и сейсмических данных, обоснованность применения методики для объекта исследования. В первой итерации расчет осуществлялся на независимой стратиграфической сетке, параметры которой

отличались от трехмерной геологической модели [3], алгоритм использован для площадного прогноза литологии.

В текущей работе, опираясь на потребности разработки при построении 3D-модели, стояла задача установить, где на площади и с какой вероятностью можно встретить выделенные по скважинам фации.

Концептуальная геологическая модель

В качестве исходной информации использованы различные геолого-геофизические исследования: данные керна, кривые геофизических исследований скважин (ГИС), материалы сейсморазведочных работ (СРР) 3D, результаты региональных исследований на изучаемой территории. Для целей сейсмической инверсии в скважинах с упругими методами ГИС выполнено петроупругое моделирование.

Судя по результатам детального седиментологического описания керна по скважинам Береговой площади, отложения пластов ПК₁₉₋₂₀ накапливались в прибрежно-континентальных обстановках осадконакопления: пласт ПК₁₉¹ — в условиях приливно-отливной равнины и примыкающей к ней низменности, периодически заливаемой морем; пласт ПК₁₉² — в условиях затопленной низменной равнины и примыкающих к ней приливно-отливных отмелей; пласт ПК₂₀ — в условиях низменной равнины, контактирующей с приливно-отливной зоной.

Всего для пластов ПК₁₉₋₂₀ было выделено более 20 фаций. Моделирование и прогнозирование такого большого количества фациальных обстановок нецелесообразно, так как свойства некоторых очень близки между

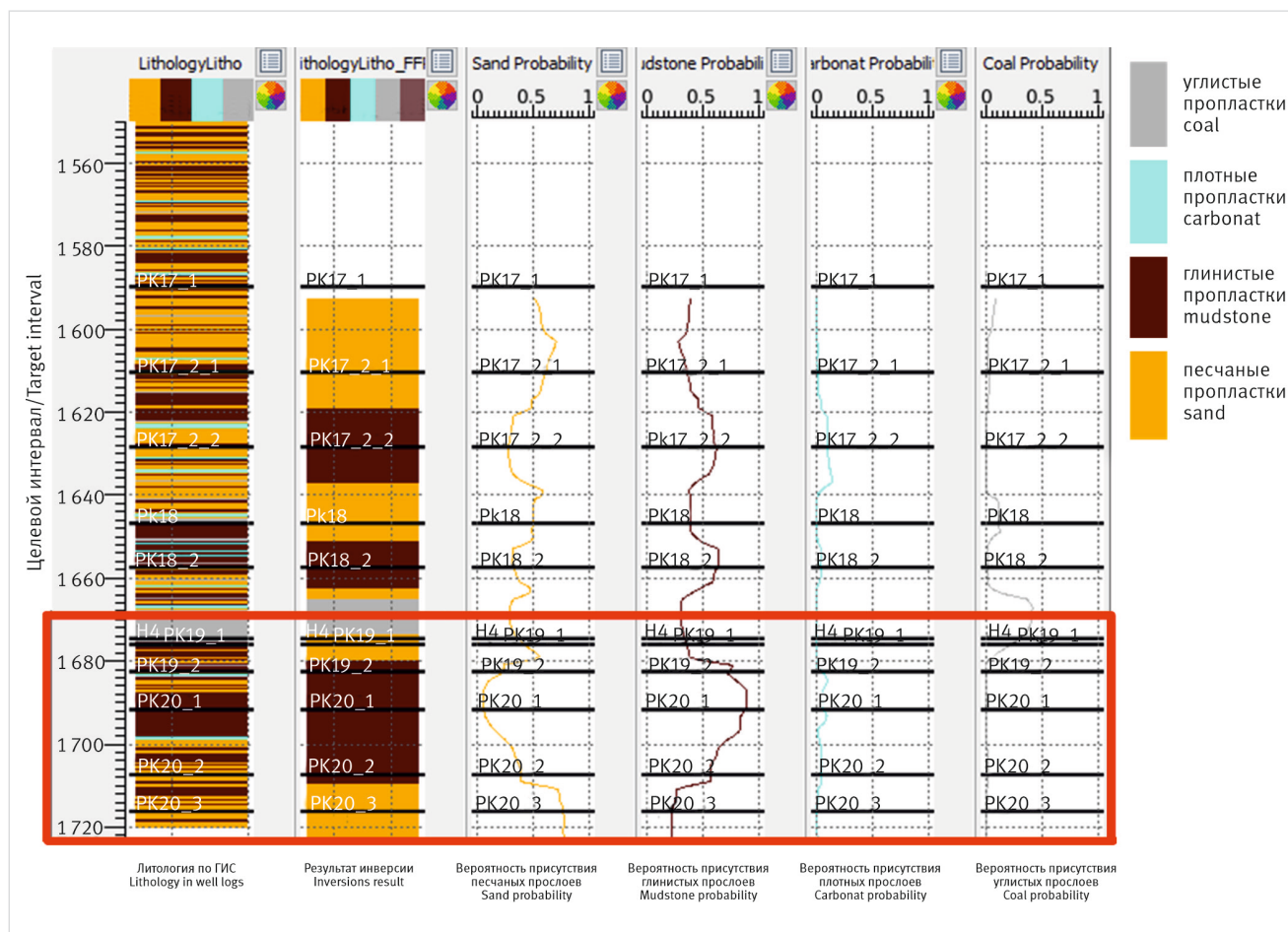


Рис. 1. Результаты байесовской классификации по скважине в целевом интервале
Fig. 1. Bayesian classification results for the well in the target interval

Табл. 1 Параметры сеточной модели
Tab. 1 Grid model parameters

Наименование слоя	Интервал	Напластование	Вертикальный размер ячеек, м	Горизонтальный размер ячеек, м
ПК ₁₇	кровля ПК ₁₇ – кровля ПК ₁₉ ¹	конформно кровле и подошве	4	100×100
ПК ₁₉ ¹	кровля ПК ₁₉ ¹ – кровля ПК ₁₉ ²	конформно кровле и подошве	0,3	100×100
ПК ₁₉ ²	кровля ПК ₁₉ ² – кровля ПК ₂₀	конформно кровле и подошве	0,3	100×100
ПК ₂₀	кровля ПК ₂₀ – подошва ПК ₂₀	конформно кровле и подошве	0,3	100×100
подошва ПК ₂₀ – М	подошва ПК ₂₀ – АТ ₆ ²	конформно кровле и подошве	4	100×100

Табл. 2. Корреляция мощностей фаций в точках скважин с прогнозными значениями по результатам стохастической инверсии
Tab. 2. Facies thicknesses correlation at well points with predicted values based on the results of stochastic inversion

Фация	Код	Пласт	ККор	Использование в 3D-моделировании
Болото	SW	ПК ₁₉ ¹	< 0,4	–
Глинистая приливо-отливная отмель	MTF		< 0,4	–
Смешанная приливо-отливная отмель	MSTF		< 0,4	–
Приливо-отливный канал	TC		0,65	Сейсмический тренд
Болото	SW	ПК ₁₉ ²	< 0,4	–
Глинистая приливо-отливная отмель	MTF		0,53	–
Смешанная приливо-отливная отмель	MSTF		< 0,4	–
Приливо-отливный канал	TC		0,66	Сейсмический тренд
Болото	SW	ПК ₂₀	< 0,4	–
Глинистая приливо-отливная отмель	MTF		0,4	–
Смешанная приливо-отливная отмель	MSTF		< 0,4	–
Речное русло	FCT		0,54	Сейсмический тренд

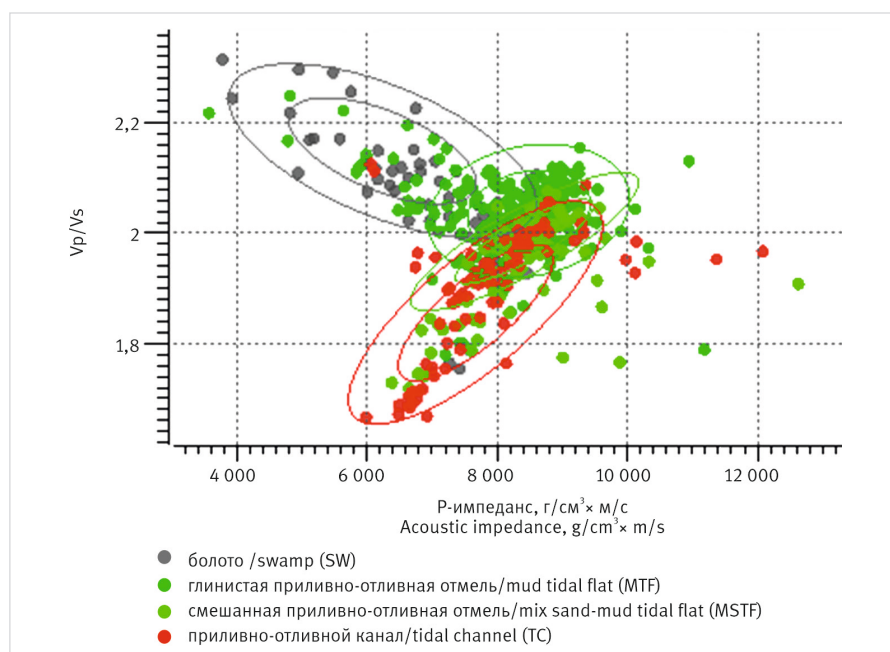


Рис. 2. Связь фаций с упругими параметрами на примере пласта ПК₁₉²
Fig. 2. Relationship of facies with elastic parameters by the example of formation PK₁₉²

собой и по отдельности они не проявляются в поле упругих параметров, поэтому они были объединены в группы макрофаций: SW — болото, MTF — глинистая приливо-отливная отмель, MSTF — смешанная глинистая приливо-отливная отмель, TC — приливо-отливный канал (ПК₁₉), FCT — речное русло с влиянием приливо-отливных процессов (ПК₂₀).

При выделении фаций по данным ГИС за методическую основу приняты модели В.С. Муромцева [2]. Для прогноза и распространения фаций по комплексу ГИС в скважинах проанализированы формы кривых аПС, ГК, ГКП и др.:

- отложения флювиальных русел (FCT) характеризуются блоковой либо колоколообразной формой кривых ПС и ГК, низкими значениями ГК, значениями аПС > 0,7;
- отложения приливо-отливных каналов (TC) характеризуются колоколообразной формой кривых ПС и ГК, низкими значениями ГК, значениями аПС > 0,6;
- отложения глинистых приливо-отливных отмелей (MTF) характеризуются положительной аномалией кривых ПС и ГК, высокими значениями ГК, ГКП, значениями аПС < 0,5;
- отложения смешанных приливо-отливных отмелей (MSTF) характеризуются зубчатой, изрезанной формой кривых ПС и ГК, средними значениями ГК, значениями аПС 0,3–0,7;
- отложения маршей и болот (SW) характеризуются низкими значениями ГК, ГКП.

Для площадного прогноза обстановок осадконакопления и наполнения их свойствами при построении трехмерной геологической модели выполнен поиск связей моделируемых параметров (фаций) с данными СРП — к сожалению, в рамках стандартного атрибутного анализа убедительных зависимостей не получено. Однако объемная вероятностная классификация, реализованная по результатам детерминистической синхронной инверсии, позволяет выделить мощные пропластки преобладающих литотипов (рис. 1). Этот результат стал необходимым основанием дальнейшего совершенствования методики прогноза. Нерешенным остался вопрос детальности. В представленной работе это реализовано с помощью стохастической инверсии, где повышение детальности происходит за счет включения скважин в решение.

Настройка параметров стохастической инверсии

Основанием для применения описываемой методики на изучаемом объекте является связь выделенных фаций с упругими параметрами, которая обеспечивает возможность

их прогноза на основе результатов инверсии. На рисунке 2 приведен пример разделения фаций в поле параметров Р-импеданс и соотношение скорости продольной волны (V_p) к скорости поперечной (V_s) для пласта ПК₁₉². Зависимость построена по скважинам, в которых выполнено петроупругое моделирование. Данные на кроссплоте аппроксимированы с помощью функции плотности вероятности. Также статистическая модель подразумевает анализ вертикальных пропорций прогнозируемых фаций по скважинам и построение вариограмм для оценки законов распространения свойств по вертикали (на основе скважинной информации) и горизонтали (на основе атрибутов, рассчитанных порезультатам синхронной инверсии) (рис. 3). На основе полученных закономерностей выполняется последующее распространение свойств в модели. Качество результата стохастической инверсии оценивается в том числе по сходимости поданной на вход статистической модели с выходной статистикой.

Решение прямой задачи выполнено по уравнению Аки — Ричардса в параметризации: Р-импеданс, соотношение скорости продольных волн к скорости поперечных V_p/V_s , плотность.

Отметим важную и отличительную от других видов инверсии особенность: геостатистическая инверсия выполнена в глубинной области, на трехмерной стратиграфической сетке, которая в последующем используется для построения трехмерной геологической модели (табл. 1), что упрощает процесс передачи результатов инверсии в 3D-модель. Перевод во временной масштаб для сопоставления с реальным волновым полем осуществлялся посредством глубинно-скоростной модели (ГСМ).

В работе моделирование выполнено для трех целевых интервалов. Вмещающие интервалы выше и ниже объекта исследования добавлены для корректной трансформации в синтетическое волновое поле — ширина каждого интервала должна быть примерно равна длине сигнала (импульса).

Совпадение синтезированных в результате инверсии сейсмических данных с исходными обеспечивает дополнительное ограничение результата стохастического моделирования. Для оценки качества совпадения анализируется остаточное волновое поле, которое рассчитывается как разница между наблюдаемым и синтезированным: равномерное поведение и низкие значения амплитуд на остаточном разрезе, по сравнению с исходным и модельным, а также высокие значения соотношения сигнал/помеха и корреляции сейсмика/синтетика свидетельствуют о качественно проведенном инверсионном преобразовании (рис. 4).

Итоги

Результатом стохастической инверсии является множество случайных равновероятных объемных вариантов модели фаций и соответствующих упругих свойств (рис. 5). В

представленной работе тестировалось разное количество реализаций — максимальное число стохастически смоделированных вариантов объекта достигло 100. В итоговой версии выполнен расчет 30 реализаций без

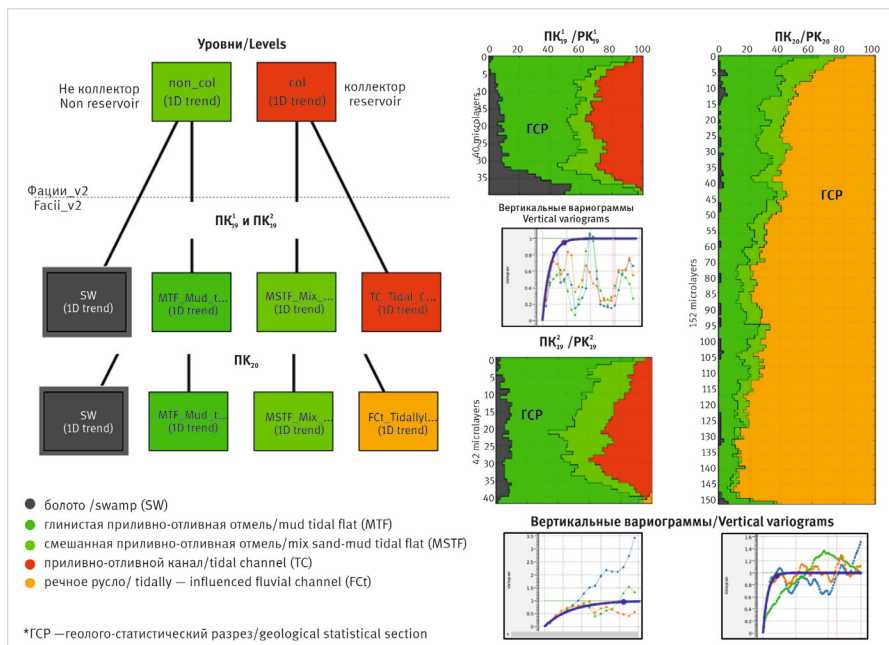
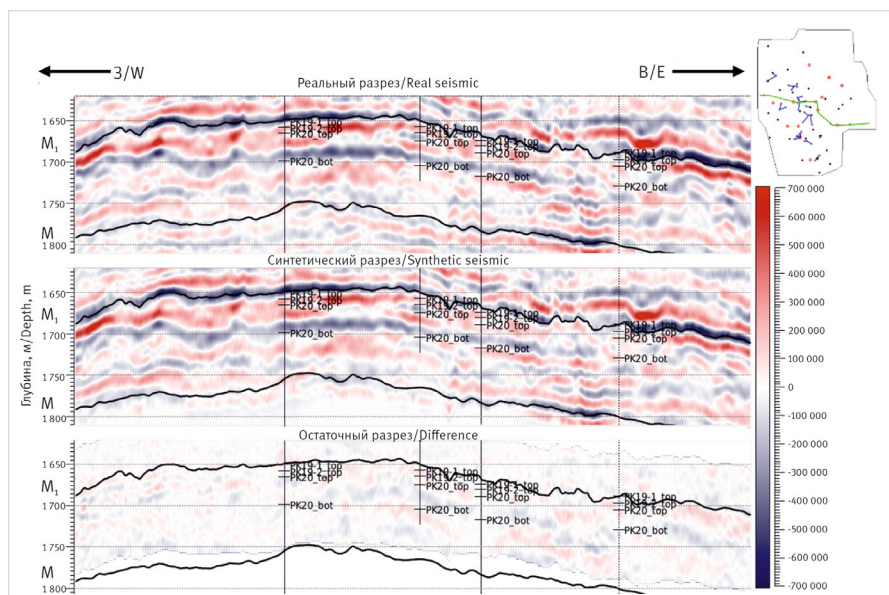


Рис. 3 Статистическая модель
Fig. 3 Statistical Mode



включения скважин в решение — количество, принятое оптимальным по соотношению качество/время, затрачиваемое на расчет и последующий анализ полученной информации. Располагая не одним, а несколькими решениями, появляется возможность выполнить оценку неопределенности, рассчитать частоту встречаемости каждой фации в ячейках модели. Располагая этими значениями, можно определить оптимистичный и пессимистичный варианты прогноза коллектора, чтобы минимизировать риски при расстановке эксплуатационного фонда. Основной сложностью геостатистической инверсии является выбор единственной модели из множества вариантов расчета и настроек. Самым главным критерием было и остается схождение со скважинными данными. В данной работе таким показателем стало сопоставление суммарной мощности фаций, выделенных по скважинам, с прогнозными значениями по результатам стохастической инверсии (табл. 2). Помимо отдельных реализаций для анализа привлекалась мультиреализация, в которой наполнение модели фациями происходит на основе

частоты встречаемости каждой обстановки осадконакопления.

Для использования напрямую в трехмерном виде результат стохастической инверсии пока не применим — прямое сопоставление с кривыми по скважинам не обеспечивает достаточную сходимость. Вероятно, необходима итеративная доработка данных моделирования. Также не стоит исключать возможные слабые стороны созданной концептуальной модели, требующие пересмотра: слабое разделение в поле упругих параметров фаций глинистой (MTF) и смешанной (MSTF) приливо-отливных отмелей сказывается на их прогнозе.

Однако в двумерном виде модель, полученная по мультиреализации, показала наилучшее схождение со скважинными данными — по каждому интервалу моделирования наблюдаются уверенные связи мощности фаций каналов (TC) и речных русел (FCT), выделенных по скважинам, с прогнозными значениями (рис. 6). Эти данные будут использованы в качестве 2D сейсмического тренда при построении трехмерной геологической модели.

Выводы

В представленной статье наглядно показано, что стохастическая инверсия может стать связующим звеном при переходе от ГРП к разработке месторождения, решая проблему использования сейсмических данных для трехмерного моделирования.

Кроме того, результат стохастической инверсии может использоваться для выявления погрешностей подготовки входных данных и последующей корректировки концептуальной геологической модели. Чтобы добиться лучшего результата, необходимо выполнить несколько итераций расчета, последовательно уточняя априорную информацию.

Геостатистическая инверсия, что подтверждается полученными результатами, несомненно, является перспективным направлением для эффективного внедрения сейсмических данных в трехмерное моделирование и повышения качества построенных 3D сейсмогеологических моделей.

Литература

1. Агалаков С.Е., Гайфулина Е.Ф., Грищенко М.А., Новокрещин А.В., Новоселова М.Ю.,

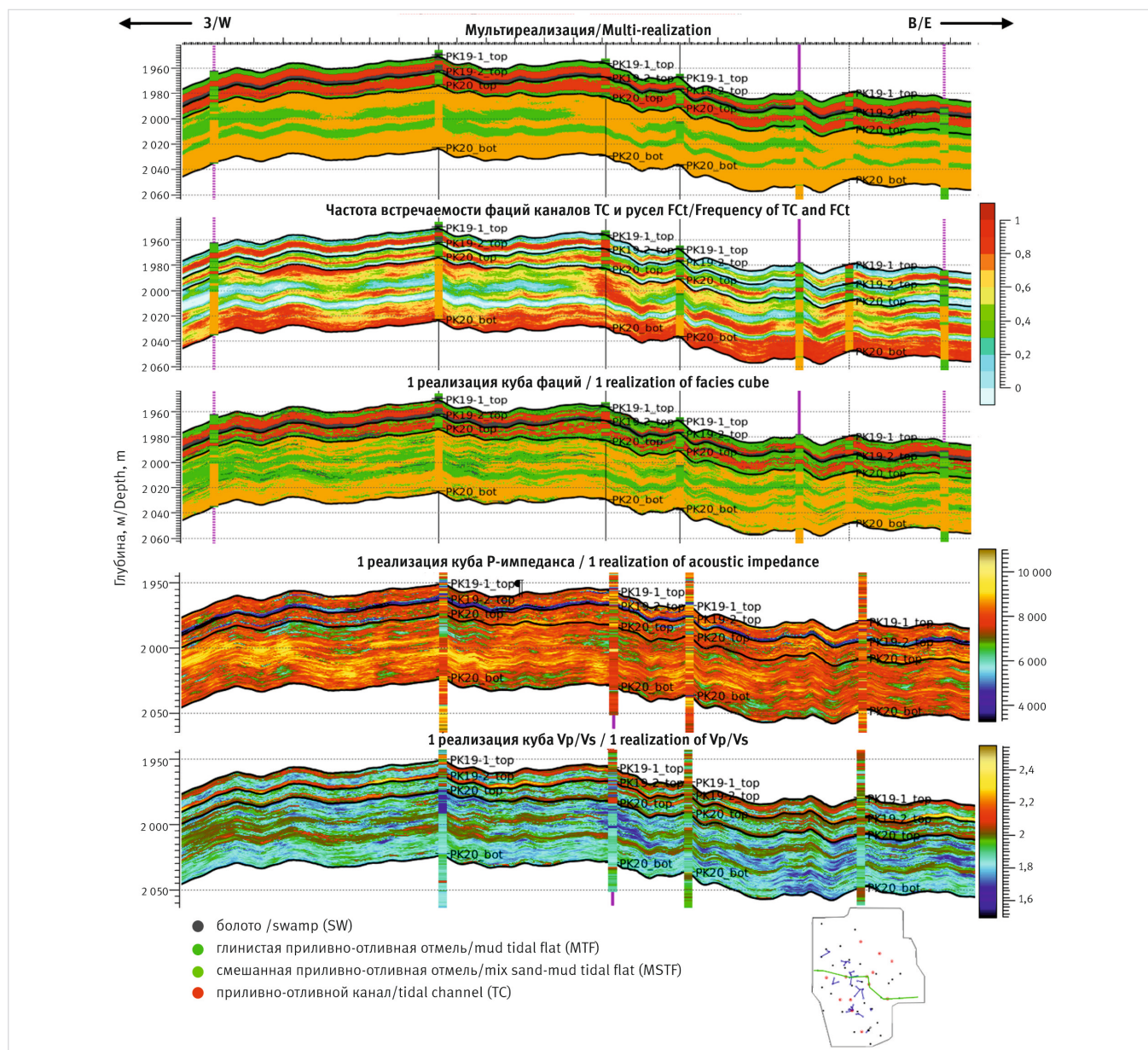


Рис. 5. Результат стохастической инверсии
Fig. 5. Stochastic inversion result

- Торгашова Л.В., Чикина Н.Н. Новые направления поисков и разведки скоплений углеводородного сырья // Деловой журнал NEFTEGAZ.RU. 2020. № 7. С. 58–64.
2. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. 260 с.
3. Гайфулина Е.Ф., Яневиц Р.Б., Мельников Р.С., Емельянов Д.В., Дорохов А.Р., Дарий С.Д., Романов В.В. Опыт применения стохастической инверсии для прогноза литологии по сейсмическим данным // Нефтяное хозяйство. 2021. № 9. С. 34–37.
4. Хамитуллин И. М., Новокрещин А.В., Шилова Ю.В., Ключова Е.Ю. Возможности применения результатов геостатистической инверсии для 3D геологического моделирования // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2014. № 4. С. 10–13.
5. Хамитуллин И.М., Новокрещин А.В., Шилова Ю.В., Никитин А.Ю. Стохастическая инверсия как инструмент повышающий детальность и надежность прогноза свойств резервуара в межскважинном пространстве // Тезисы докладов Международной конференции EAGE. Тюмень, 2017. 5 с.
6. Яковлев И.В., Ампилов Ю.П., Филиппова К.Е. Почти все о сейсмической инверсии. Часть 2 // Технологии сейсморазведки. 2011. № 1. С. 5–15.
7. Haas A., Dubrule O. Geostatistical inversion – a sequential method of stochastic reservoir modeling constrained by seismic data. First Break, 1994, Vol. 12, issue 11, P. 561–569. (In Eng).
8. Nieto J., Batlai B., Delbecq F. Seismic lithology prediction: A montney shale gas case study. Recorder, 2013, Vol. 38, issue 2, P. 34–42. (In Eng).
9. Pendrel J. The New reservoir characterization. Recorder, 2006, Vol. 31, special issue, 13 p. (In Eng).

ENGLISH

Conclusions

This article clearly shows that stochastic inversion can become a link in the transition from exploration to field development, solving the problem of using seismic data for 3D modeling. In addition, the result of stochastic inversion can be used to identify errors in the preparation of input data and subsequent correction of the conceptual geological model. To achieve the best result, it is necessary to perform several iterations of the calculation, successively refining the a priori information. Geostatistical inversion, which is confirmed by the obtained results, is undoubtedly a promising direction for the effective implementation of seismic data in three-dimensional modeling and improving the quality of the constructed 3D geological models.

Results

Stochastic inversion result is a set of random equally probable volumetric variants of the facies model and the corresponding elastic properties (fig. 5). In the presented work, a different number of implementations was tested – the maximum number of stochastically modeled variants of the object reached 100. In the final version, 30 implementations were calculated without including wells in the solution – the number accepted as optimal in terms of quality/time spent on the calculation and subsequent analysis of the information received.

References

1. Agalakov S.E., Gaifulina E.F., Grishchenko M.A., Novokreschin A.V., Novoselova M.Yu., Torgashova L.V., Chikina N.N. New directions of prospecting and exploration of hydrocarbon accumulations. NEFTEGAZ.RU, 2020, issue 7, P. 58–64. (In Russ).
2. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sand bodies – lithological traps of oil and gas. Leningrad: Nedra, 1984, 260 p. (In Russ).
3. Gayfulina E.F., Yanevits R.B., Melnikov R.S., Emelyanov D.V., Dorokhov A.R., Darius S.D., Romanov V.V. Experience of stochastic inversion application for lithology prediction by seismic data. Neftyanoe Khozyaistvo, 2021, issue 9, P. 34–37. (In Russ).
4. Khamitullin I.M., Novokreschin A.V., Shilova Yu.V., Klyusova E.Yu. Possibilities of applying the results of geostatistical inversion for 3D geological modeling. Scientific and technical bulletin of “NK “Rosneft” PJSC, 2014, issue 4. P. 10–13. (In Russ).
5. Khamitullin I.M., Novokreschin A.V., Shilova Yu.V., Nikitin A.Yu. Stochastic inversion as a tool for increasing the detail and reliability of forecasting reservoir properties in the interwell space. Abstracts of the international conference, EAGE, Tyumen, 2017. 5 p. (In Russ).
6. Yakovlev I.V., Ampilov Yu.P., Filippova K.E. Almost everything about seismic inversion. Part 2. Seismic Exploration Technologies, 2011, issue 1, P. 5–15. (In Russ).
7. Haas A., Dubrule O. Geostatistical inversion – a sequential method of stochastic reservoir modeling constrained by seismic data. First Break, 1994, Vol. 12, issue 11, P. 561–569. (In Eng).
8. Nieto J., Batlai B., Delbecq F. Seismic lithology prediction: A montney shale gas case study. Recorder, 2013, Vol. 38, issue 2, P. 34–42. (In Eng).
9. Pendrel J. The New Reservoir Characterization. Recorder, V. 31, Mar. 2006. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Гайфулина Елена Фанисовна, менеджер,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: efgaifulina@tnnc.rosneft.ru

Решетников Артем Александрович, менеджер,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Швыдкой Виктор Сергеевич, начальник отдела,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Дорохов Антон Романович, начальник отдела,
АО «Сибнефтегаз», Новый Уренгой, Россия

Gaifulina Elena Fanisovna, manager,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: efgaifulina@tnnc.rosneft.ru

Reshetnikov Artem Aleksandrovich, manager,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Shvydkoy Victor Sergeevich, head of division,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Dorokhov Anton Romanovich, head of division,
“Sibneftegaz” JSC, New Urengoy, Russia