

УДК 550.834.05

СТАТИСТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА АТРИБУТИВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ПРОГНОЗЕ ДОЮРСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Чучалина Кристина Юрьевна¹,
K.Yu.Chuchalina@gmail.com

Волкова Александра Александровна¹,
VolkovaAA@hw.tpu.ru

Меркулов Виталий Павлович¹

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью увеличения степени достоверной оценки геологического строения сложнопостроенных коллекторов при наличии малого набора геолого-геофизической информации, что представляет неоднозначность в прогнозировании и выделении геологических объектов. В последние десятилетия компании широко применяют различные классификационные алгоритмы в процессе обработки всего комплекса данных для уменьшения неопределенностей геологической интерпретации. Одним из подходов является применение классификационных методов к сейсмическому сигналу, которые разделяют исследуемый объект на однородные по ряду признаков области, где также совместно используют данные геофизических исследований скважин и лабораторных исследований керна, что подразумевает комплексирование информации. Комплексная интерпретация сейсмических и скважинных данных позволяет прогнозировать на качественном уровне литофациальную изменчивость на локальных участках, что способствует более рациональному размещению эксплуатационных скважин.

Цель исследования заключается в рассмотрении подходов анализа достоверной оценки и прогноза фациального строения при поиске перспективных объектов для наиболее оптимального расположения эксплуатационных скважин при планировании бурения, с учетом постоянно пополняемой и обновляемой геологической информации о пласте.

Объектом исследования являются отложения палеозойского фундамента юго-восточной части Западно-Сибирской плиты, которые представляют породы различного вещественного состава, включая карбонатные разности.

Методы исследования включают статистический анализ сейсмической информации и геолого-геофизических данных. В результате исследования выполнен статистический анализ пространственного изменения фациальной обстановки, на основе которого выделены достоверные зоны наличия определенной фации. Предложенная стратегия прогнозирования перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений на примере одного из месторождений Западной Сибири способствовала выделению перспективных зон для будущего планирования расположения скважин.

Ключевые слова:

Сейсмофациальный анализ, сейсмофациальная карта, геофизические исследования скважин, акустический импеданс, лабораторные исследования керна, палеозойские отложения.

Введение

В последние десятилетия установлено, что доля углеводородов, сосредоточенных в карбонатных коллекторах, играет чрезвычайно важную роль в мировом энергетическом балансе [1–4]. Стоит отметить, что в России запасы нефти, приуроченные к карбонатным отложениям, составляют более 50 % от всех запасов, что благоприятно влияет на актуальность изучения особенностей геологического строения таких объектов [5, 6]. Независимо от того, что существует высокая вероятность обнаружения залежей углеводородов, возникают трудности в процессе прогноза формы, размера, расположения перспективных геологических тел из-за сложного складчатоблокового строения палеозойского комплекса Западной Сибири.

Рассматриваемое месторождение расположено в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты, изучаемые продуктивные отложения доюрского комплекса характеризуются крайне неоднородным вертикальным строением, где встречаются породы различного вещественного состава – глинисто-

кремнистые породы, образования магматических и вулканогенно-осадочных пород, отложения коры выветривания, песчаники, а также карбонатные разности доломита и известняка. Необходимо отметить, что отложения палеозойского фундамента изучаемого месторождения представляют порово-каверново-трещинный тип коллектора, что осложняет процесс интерпретации и требует комплексирования геолого-геофизических данных [7].

Методика проведения фациального анализа с помощью геофизических исследований

Литолого-фациальный прогноз является основой для воссоздания трехмерного распределения пород-коллекторов в изучаемом интервале продуктивного пласта. Для получения реалистичного распределения литотипов на изучаемой территории была предложена методика сопоставления акустического импеданса, полученного из скважинных данных, а именно из данных геофизических исследований скважин и лабораторных методов исследования керна. Сопоставление такого комплекса информации подразумевает

получение акустического импеданса расчетным методом, используя формулу ниже:

$$AI = V_p * \rho, \quad (1)$$

где AI – акустический импеданс, кг/м³*м/с; V_p – скорость продольной волны, м/с; ρ – плотность горной породы, г/см³.

Для расчета акустического импеданса был использован комплекс ГИС (геофизические исследования скважин), но необходимо отметить, что более чем в 50 % фонда скважин отсутствуют измерения акустического каротажа, кроме этого, полностью отсутствуют исследования плотности горных пород, что не позволяет напрямую определить акустические свойства пласта.

Для восстановления значений плотности горных пород в исследуемом интервале по данным ГИС были рассмотрены несколько вариантов: зависимость между АК (акустический каротаж) и ГГК-П (плотностной гамма-гамма-каротаж), где исследования были проведены в горизонтальном стволе эксплуатационной скважины; зависимость между ГК (гамма каротаж) и значениями плотности горных пород из лабораторных исследований эксплуатационной скважины; зависимость альфа-ПС для горизонтальной эксплуатационной скважины в вертикальной части ствола относительно значений плотности горной породы по лабораторным исследованиям керна этой же скважины.

В табл. 1 представлен диапазон значений плотности пород для трех кейсов и среднее значение для всего интервала. Принимая во внимание среднее значение и диапазон минимального и максимального значений, необходимо отметить, что предложенные варианты расчетов недостоверно отображают значения плотности для изучаемых отложений. Расчетный диапазон был сопоставлен с опубликованными данными, где диапазон значений для известняков равен 2,37–2,77 г/см³, а для доломитов – 2,84–2,86 г/см³ [8].

Таблица 1. Варианты расчетных значений плотности горных пород по данным ГИС

Table 1. Options for calculated values of the density of rocks according to well logging

Кейс/Case	Диапазон значений, г/см ³ Range of values, g/cm ³	Среднее значение плотности, г/см ³ Average density, g/cm ³
Первый/First	2,46–2,76	2,70
Второй/Second	2,56–2,77	2,66
Третий/Third	2,71–2,75	2,73
Четвертый/Fourth	2,64–2,88	2,74

Таким образом, был рассмотрен еще один вариант зависимости между акустическим каротажем в вертикальной эксплуатационной скважине и значениями плотности горных пород из лабораторных исследований эксплуатационной скважины (рис. 1).

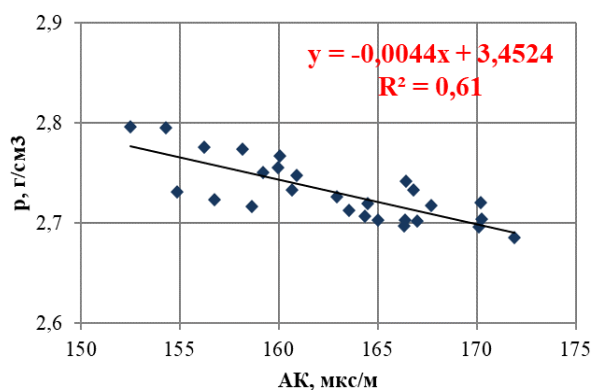


Рис. 1. Зависимость акустического каротажа от плотности горной породы по керну

Fig. 1. Dependence of acoustic logging on core density

С целью оценки корректности полученных значений был проведен сравнительный анализ, где было отмечено, что полученные данные с помощью последнего кейса характеризуют наиболее приближенные результаты к опубликованным статистическим значениям [8], а также представляют хорошее сопоставление ГИС–керна (рис. 2).

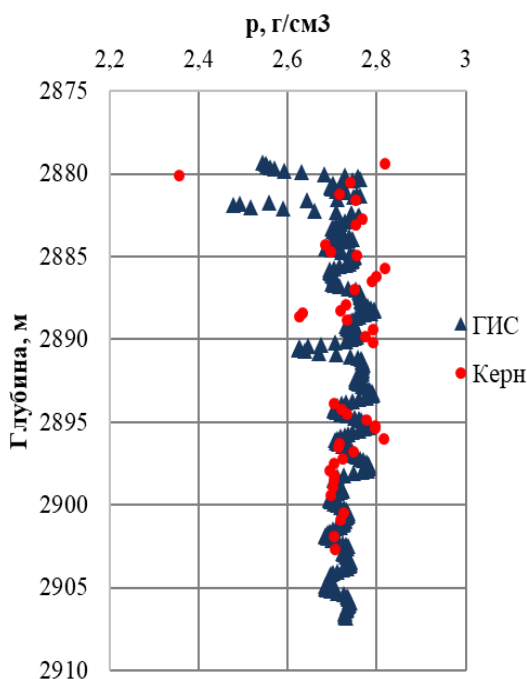
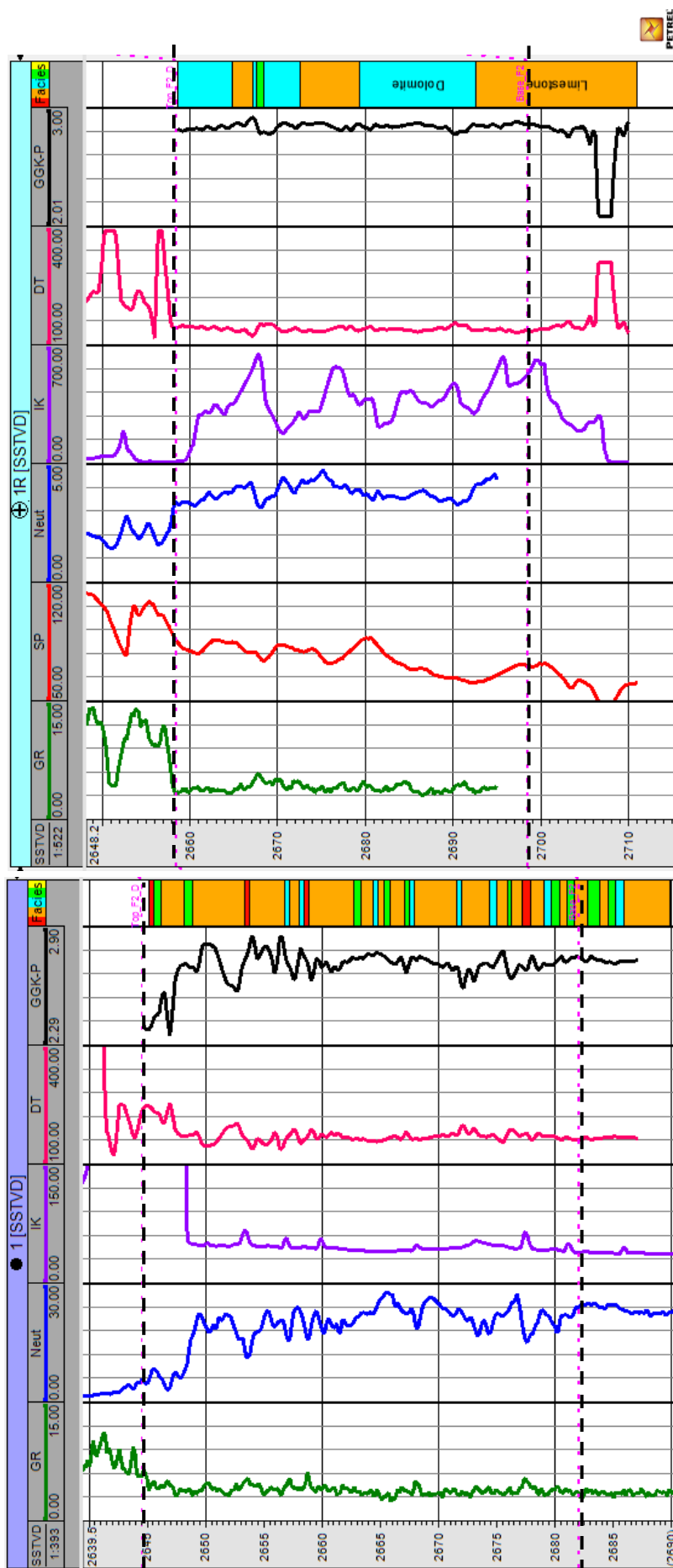


Рис. 2. Сопоставление данных плотности по керну и ГИС для кейса 4

Fig. 2. Comparison of core density and well logging for case 4

Таким образом, наблюдается хорошая корреляционная связь, корректное сопоставление точечных данных и диапазон плотности пород, соответствующий опубликованным данным. Следовательно, для расчета плотности по данным ГИС был принят последний вариант.



Результаты геофизических исследований скважин:

Известняк ■ Глинисто-кремнистые породы ■ Эффузивные породы

GR (Gamma Ray), гаРI – ГК (гамма каротаж), мкР/ч; SP (Resistivity Log), мв – ПС (каротаж сопротивления), мВ; Neut (Neutron Log), % – НКТ (нейтронный каротаж), %; IK (Induction Log), мSm – ИК (индукционный каротаж), мСим; DT (Acoustic Log), us/ft – АК (акустический каротаж продольной волны), мкс/м; GGK-P (gamma-gamma density Log), g/cm³ – ГГК-П (плотностной гамма-гамма каротаж), г/см³

Рис. 3. Корреляционная панель для скважин 1-IR в интервале окна исследования 40 м
 Fig. 3. Correlation panel for wells 1-IR in the interval of the study window 40 m

На рис. 3 приведена корреляционная панель строения продуктивного разреза палеозойских отложений для скважин 1-1R. По разрезу достаточно уверенно проведено расчленение по вещественному составу, но при корреляции границ карбонатных отложений возникает неоднозначность, в первую очередь, в местах предполагаемых границ доломитизированных известняков и доломитов. В связи с этим расчленение разреза на литотипы в каждой скважине было основано на значениях низкой радиоактивности, высоких значениях сопротивления и нейтронного каротажа для карбонатных отложений, низких значениях сопротивления, средних и низких значениях нейтронного каротажа для глинисто-кремнистых пород. Также были выделены эффузивы исходя из высоких значений индукционного каротажа и радиоактивности [9, 10].

Благодаря выполненной типизации разреза палеозойского комплекса с привлечением геофизических исследований удалось выделить процентное содержание фации в каждой скважине. Результаты статистического анализа представлены в табл. 2.

Таблица 2. Сводная таблица фацеального анализа на основе данных ГИС

Table 2. Summary table of facies analysis based on well logging

Литотип, % Lithotype, %	Глинисто-кремнистые Argillaceous-siliceous	Алевролит Siltstone	Доломит Dolomite	Известняк Limestone	Эффузивы Effusive	Преобладающий литотип Prevailing type
Скважина Well						
5	–	–	30,50	69,50	–	Известняк Limestone
6	5,00	2,50	17,50	70,00	5,00	Известняк Limestone
2	4,71	3,62	17,39	71,02	3,26	Известняк Limestone
2R	8,49	–	69,00	–	22,50	Доломит Dolomite
10	18,21	–	10,59	62,28	8,89	Известняк Limestone
1	10,00	–	9,50	76,00	4,49	Известняк Limestone
1R	1,99	–	60,00	37,99	–	Доломит Dolomite
4	–	–	17,27	82,73	–	Известняк Limestone
4R	100	–	–	–	–	Глинисто-кремнистые Argillaceous-siliceous
3	–	–	40,43	59,57	–	Известняк Limestone
3R	–	–	69,50	24,00	6,49	Доломит Dolomite
9	–	–	45,14	54,86	–	Известняк Limestone
8	–	–	67,15	32,85	–	Доломит Dolomite

Комплекс сформированных мероприятий, направленный на прогнозирование фацеальной обстановки, позволил выделить три группы скважин:

1. Глинисто-кремнистые породы – скважины 4R [7].
2. Доломит – скважины 2R, 1R, 3R и 8.
3. Известняк – скважины 5, 6, 2, 10, 1, 4, 3 и 9.

Как отмечалось ранее, при рассмотрении предложенного подхода необходимо получить расчетные значения акустического импеданса на основе данных ГИС для сопоставления с расчетными значениями акустического импеданса по данным лабораторных исследований керна. Таким образом, акустический импеданс был рассчитан с помощью формулы (1) для шести скважин и на основе полученных данных построена частота встречаемости сейсмического параметра.

Анализ распределения акустического параметра показал две отчетливо выраженные области, отличающиеся акустическим сопротивлением среды, что, вероятно, связано с расчленением на литотипы по данным интерпретации геофизических исследований. Для выделения и подтверждения преобладающих фаций в скважинах значения акустического импеданса были разделены на два кластера согласно табл. 2, что представлено на рис. 4. По оси X отложена рассчитанная переменная акустического импеданса, а по оси Y отображена частота встречаемости, а именно, количество наблюдений, попадающих в соответствующий диапазон на оси X.

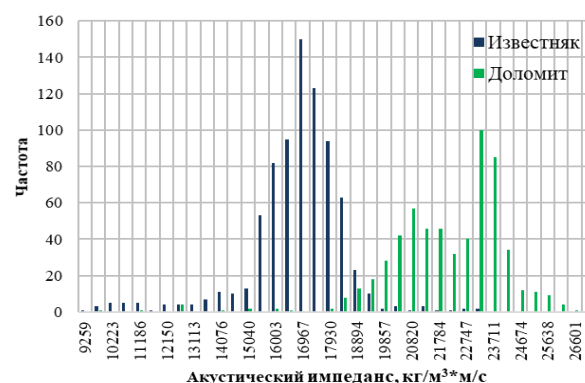


Рис. 4. Гистограмма распределения акустического импеданса по данным ГИС для скважин 2, 2R, 10, 1, 1R и 3R

Fig. 4. Histogram of acoustic impedance distribution according to well log data for wells 2, 2R, 10, 1, 1R and 3R

Согласно полученным результатам, отчетливо выделяются две области, различающиеся по литологическому составу, – известняки и доломиты, что является следствием и подтверждением интерпретации ГИС и представлено в табл. 2.

Исходя из неполного комплекса ГИС, что вносит неопределенность в анализ фацеального распределения, необходимо осуществить комплексирование имеющихся геофизических данных с лабораторными исследованиями керна.

Анализ лабораторных исследований керна

Комплексный подход к изучению палеозойских отложений – анализ геологического строения территории, седиментационного характера нефтеносного комплекса и распределения геологических тел в межскважинном пространстве, позволит оценить с более

достоверной вероятностью фаціальное строение изучаемого месторождения [11, 12]. Поэтому на следующем этапе сопоставляются лабораторные исследования керна в скважинах, где он был отобран, с методами ГИС. Необходимо отметить, что отбор керна был осуществлен только из двух эксплуатационных скважин – 1 и 2, что вносит неопределённость для пространственной корреляции разреза. Согласно опубликованным данным [13], для создания физической зависимости необходимо не менее 30 точек исследования, что является выполнимым, так как количество образцов керна в исследуемом интервале двух скважин составляет 65 шт. На основе измерений, проведенных на керновом материале, был рассчитан акустический импеданс по формуле (1).

Помимо установленных закономерностей распределения фаций по разрезу с помощью данных ГИС, уточнено изменение акустического импеданса с помощью кернового материала, что позволило выделить наиболее достоверные кластеры фаций, благодаря точечным исследованиям в скважине (рис. 5).

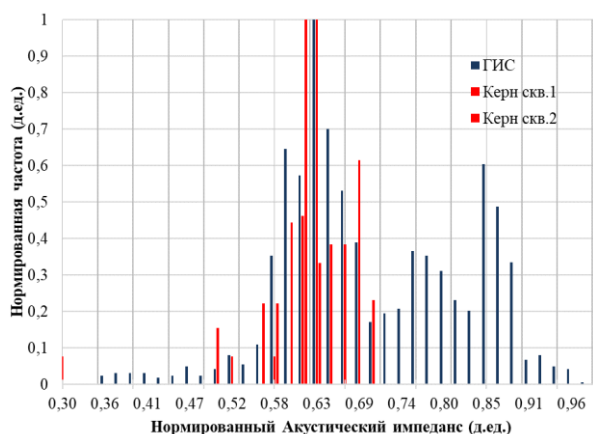


Рис. 5. Гистограмма распределения акустического импеданса по данным ГИС для скважин 2, 2R, 10, 1, 1R и 3R

Fig. 5. Histogram of acoustic impedance distribution according to well log data for wells 2, 2R, 10, 1, 1R and 3R

Исходя из комплексирования геофизических данных и лабораторных исследований керна для набора скважин – 2, 2R, 10, 1, 1R и 3R, был сделан окончательный прогноз распределения фаций в области расположения этих скважин, где были выделены две группы литотипов – доломиты и известняки.

О методике проведения атрибутивного анализа

Для потенциальной возможности выделения геологических объектов была сформирована методика сопоставления акустического импеданса, полученного из первоначального источника – сейсмические данные, с расчетными акустическими свойствами по ГИС и керну. Для того чтобы сформировать определенные кластеры фаций, было осуществлено объединение различных сейсмических атрибутов, что в дальнейшем способствовало сравнению их с точечными данными в скважине [14–17]. Следовательно,

необходимо оконтурить область для исследования около каждой скважины, где размер исследуемой площади охватывает наименьшее расположение точек отражения по горизонтали, для того чтобы корректно распознать две отдельные точки. Таким образом, отражающая область по латерали вокруг скважины характеризует первую зону Френеля. В связи с этим стратегия выбора радиуса исследуемой области около скважины основана на полуволновой зоне Френеля. Первая зона Френеля была рассчитана по формуле (2), где радиус исследования равен 400 м.

$$R = \sqrt{V \cdot H / f}, \quad (2)$$

где R – первая зона Френеля, м; V – скорость, м/с; H – глубина, м; f – частота, Гц.

Благодаря выбранной области исследования около скважин с привлечением сейсмических данных удалось построить частотные распределения для всего комплекса атрибутов. Были рассмотрены такие сейсмические атрибуты, как мгновенная частота, мгновенное качество, мгновенная фаза, затухание, первая производная и относительный акустический импеданс [18–21]. При анализе полученных распределений было отмечено, что мгновенная частота и относительный акустический импеданс представляют репрезентативные данные с точки зрения физического смысла, а также данные, на которых возможно выделить три области распределения, вероятно, соответствующие трем кластерам фаций, как и по геофизической информации в скважинах. Однако полное разделение на кластеры фаций отсутствует, поэтому возникает степень неопределенности разделения по сейсмическим свойствам. С целью сужения диапазона неопределенности в прогнозировании фаціального строения изучаемого месторождения был выбран сейсмический атрибут относительного акустического импеданса, так как данное свойство сопоставимо с расчетными значениями акустического импеданса по скважинным данным. При построении частоты распределения сейсмического параметра была учтена оценка фаціального строения по геолого-геофизической информации, следовательно, шести скважинам была присвоена определенная фация согласно табл. 2.

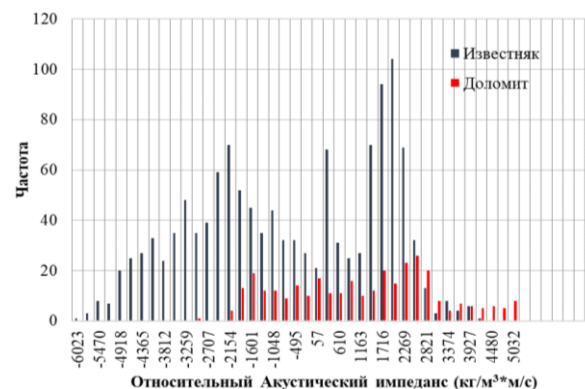


Рис. 6. Гистограмма распределения значений сейсмического атрибута относительного акустического импеданса

Fig. 6. Histogram of distribution of seismic attribute values of relative acoustic impedance

Имея статистическую оценку пространственного распределения фаций по скважинным данным, представляется возможным использовать данную классификацию для анализа распределения литотипов по сейсмическим данным [22–24]. Анализируя полученное частотное распределение на рис. 6, стоит отметить, что выделяется одна отчетливая зона определенной фации – известняк. Но также необходимо указать, что возникают неопределенности при разделении на кластеры для фации доломита. Данный факт может быть вызван, например, схожим литологическим строением территории или разрешающей способностью методов исследования.

Выводы

Резюмируя все вышесказанное, можно представить предложенный подход анализа пространствен-

ного распределения фациального строения следующим образом [25, 26]:

1. Проверка наличия необходимых измерений (акустические свойства горной породы) для расчета сейсмического параметра. В случае отсутствия исследований восстановление значений акустического каротажа или плотности горных пород.
2. Получение расчетных значений акустического параметра на основе сейсмической информации, геофизических исследований и проведенных лабораторных исследований керна.
3. Учет интерпретации всех исследований для уменьшения неопределенностей геологического строения и прогнозирования перспективных областей для планирования стратегии бурения.
4. Применение статистических данных по пробуренному фонду скважин для оценки фациального строения изучаемой территории.

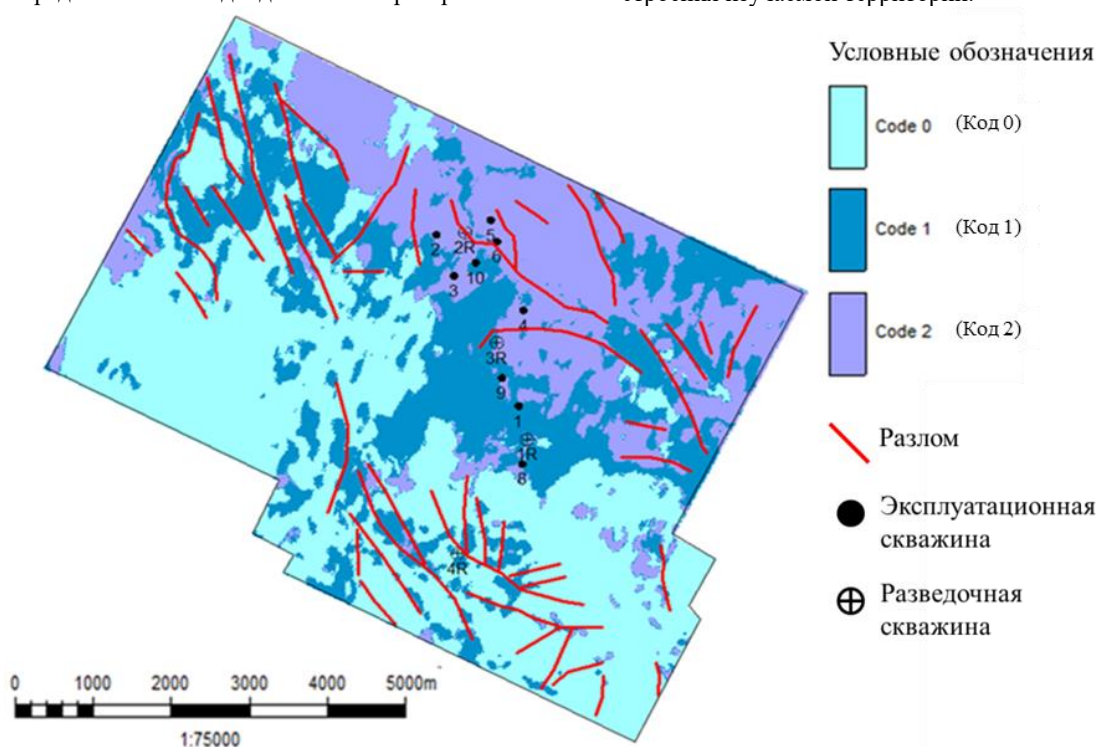


Рис. 7. Сейсмифациальная карта сложностроенных карбонатных толщ по кровле фундамента Ф2
Fig. 7. Seismic facies map of complex carbonate reservoir over the top of the basement F2

Таким образом, был произведен детальный анализ исходных данных и выполнена статистическая интерпретация, где было выявлено, что разведочные скважины 2R и 1R вскрывают в преобладающем объеме доломит, а три эксплуатационные скважины – 2, 10, 1 – и одна разведочная скважина – 3R – охарактеризованы карбонатной разностью известняк.

Заключение

В работе предложено статистическое обоснование сейсмического фациального анализа, основанное на применении комплексирования геолого-геофизической информации. В ходе анализа было установлено, что при наличии площадного распределения фаций изучаемого объекта, полученного в результате анализа

формы сейсмического сигнала, можно провести районирование территории. Однако восстановление обстановок осадконакопления и прогноз фаций следует осуществлять совместно с интерпретацией ГИС и лабораторными исследованиями керна. В условиях комплексного анализа геолого-геофизических данных была выявлена вероятность наличия определенной фации в районе каждой скважины. Необходимо отметить, что были приняты шесть скважин с достоверным распределением фаций по сейсмическим и скважинным данным. В результате вышеизложенного можно сделать заключение, что для проведения качественного анализа необходимо планировать бурение новых скважин или отбор керна на основе комплексной интерпретации геолого-геофизических данных.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных / Т.А. Деева, М.Р. Камартинов, Т.Е. Кулагина, П.В. Мангазеев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 243 с.
2. Покрепин Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Волгоград: Ин-Фолио, 2008. – 192 с.
3. Brand U., Veizer J. Chemical diagenesis of a multicomponent carbonate system – 1: trace elements // Journal of Sedimentary Petrology. – 1980. – V. 50. – № 4. – P. 1219–1236.
4. Choquette Ph.W., James N.P. Diagenesis 12. Diagenesis in limestones – 3. The deep burial environment // Geoscience Canada. – 1987. – V. 14. – № 1. – P. 3–35.
5. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Кувшинов И.В. Увеличение нефтеотдачи в карбонатных коллекторах // NEFTEGAZ.RU. – 2017. – № 3. – С. 99–103.
6. Белоновская Л.Г. Трещиноватость карбоновых пород и разработанные во ВНИГРИ основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2006. – С. 9–13.
7. Ежова А.В., Меркулов В.П., Чеканцев В.А. Геологическая модель строения палеозойского фундамента Северо-Останинского нефтяного месторождения (Томская область) // Горный журнал. – 2012. – S4. – С. 35–38.
8. Бондарев В.И., Крылатков С.М. Анализ данных сейсморазведки. – Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2002. – С. 63–74.
9. Tiab D., Donaldson E.C. Petrophysics. – Houston, 1999. – P. 94–102.
10. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1982. – 448 с.
11. Olneva T., Ovechikina V., Zhukovskaya E. Object-oriented geoseismic analysis: ways and examples // XVII Serbian geological congress. Book of abstracts. – Serbia, 2018. – P. 707–713.
12. Seismic facies analysis and structural interpretation of the Sandakan sub-basin / K. Futralan, A. Mitchell, K. Amos, G. Backe // AAPG international conference and exhibition. – Singapore, 2012. – P. 1–18. URL: http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2012/30254futralan/ndx_futralan.pdf.html (дата обращения 30.11.2019).
13. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсильс, В.И. Порокуна, Г.Г. Яценко. – М.; Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – С. 3-14–3-20.
14. Volkova A.A., Merkulov V.P. Information value of 3D seismic in evaluation the prospects of oil and gas fields of the Paleozoic basement of Western Siberia // 8th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition. Extended abstract. – St-Petersburg, 2018. – P. 1–5. URL: earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=91397 (дата обращения 10.12.2019).
15. Волкова А.А. Комплексный анализ сейсмических и скважинных данных при изучении трещиноватых коллекторов на примере месторождения в фундаменте Западной Сибири // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXI Международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск: Томский политехнический университет, 2017. – Т. I. – С. 356–358.
16. Волкова А.А. Выбор оптимальных параметров сейсмического фациального анализа при изучении палеозойских отложений Западной Сибири // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXII Международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск: Томский политехнический университет, 2018. – Т. I. – С. 383–384.
17. Волкова А.А. Применение сейсмофациального анализа для уточнения схемы геологического строения на примере месторождения в фундаменте Западной Сибири // Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге: Труды III Всероссийского научно-практического седиментологического совещания. – Томск, 2017. – С. 223–228.
18. White R.E. Properties of instantaneous seismic attributes // The Leading Edge. – 1991. – V. 10 (7). – P. 26–32.
19. Skirius C., Nissen S., Haskell N. 3D seismic attributes applied to carbonates // The Leading Edge. – 1999. – V. 18. – P. 384–393.
20. Saggaf M., Nafi Toksoz M., Mahroon M. Seismic facies classification and identification by competitive neural networks // Geophysics. – 2003. – V. 68. – № 6. – P. 1984–1999.
21. Interactive seismic facies classification using textural attributes and neural networks / B.P. West, S.R. May, J.E. Eastwood, C. Rossen // Lead. Edge. – 2002. – V. 21. – P. 1042–1049.
22. Дюбрюль О. Геоистатистика в нефтяной геологии. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. – 256 с.
23. Дементьев Л.Ф. Статистические методы обработки и анализа промыслово-геологических данных. – М.: Недра, 1966. – 206 с.
24. Сейсмофациальный анализ и возможности прогнозирования литотипов пород по данным сейсморазведки / Г.Д. Ухлова, В.В. Соломатин, Л.И. Штифанова, Т.И. Чернышова // VII Всероссийское литологическое совещание. – Новосибирск, 2013. – С. 227–230.
25. Coleout P.M., Azbel K. Unsupervised seismic facies classification: a review and comparison of techniques and implementation. Interpreter's corner // The Leading Edge. – October 2003. – P. 942–953.
26. Прогнозирование структуры и свойств природных резервуаров на основе комплексной интерпретации сейсмических и скважинных геолого-геофизических данных / А.П. Жуков, В.А. Жемчугова, К.А. Эпов, С.Л. Федотов // Технологии сейсморазведки. – 2006. – № 1. – С. 69–78.

Поступила 05.02.2021 г.

Информация об авторах

Чучалина К.Ю., магистрант Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Волкова А.А., инженер-исследователь Центра подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Меркулов В.П., кандидат геолого-минералогических наук, ведущий эксперт Центра подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 550.834.05

STATISTICAL JUSTIFICATION OF THE CHOICE OF ATTRIBUTIVE PARAMETERS FOR FORECASTING PRE-JURASSIC RESERVOIRS ACCORDING TO SEISMIC DATA

Kristina Yu. Chuchalina¹,
K.Yu.Chuchalina@gmail.com

Aleksandra A. Volkova¹,
VolkovaAA@hw.tpu.ru

Vitaly P. Merkulov¹

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to increase the degree of reliable assessment of the geological structure of complex reservoirs in the presence of a small set of geological and geophysical information, which is ambiguous in predicting and identifying geological objects. In recent decades, companies have widely used various classification algorithms in processing the entire complex of data to reduce the uncertainties of geological interpretation. One of the approaches is application of classification methods to a seismic signal, which divide the object under study into areas that are homogeneous by a number of signs, where geophysical well surveys and core studies are also used, which involves the integration of information. A comprehensive interpretation of seismic and borehole data allows predicting a qualitative level lithofacies variability in local areas, which contributes to a more rational placement of production wells.

The main aim of the research is to consider approaches to analyzing a reliable assessment and forecasting the facies structure when searching for promising objects for the most optimal location of exploration wells when planning drilling, taking into account constantly updated and renewed geological information about the formation.

The object of the study is the Paleozoic basement deposits of the southeastern part of the West Siberian Plate, which represent rocks of various material composition, including carbonate differences.

Methods include statistical analysis of seismic information and geological and geophysical data.

The statistical analysis of the spatial change in the facies environment was performed, on the basis of which reliable zones of the presence of certain facies were identified. The proposed strategy for predicting the prospects of oil and gas potential of the Paleozoic sediments on the example of one of the fields in Western Siberia contributed to the identification of promising zones for future planning of well locations.

Key words:

Seismic facies analysis, seismic facies map, well logging, acoustic impedance, core laboratory studies, Paleozoic deposits.

REFERENCES

- Deeva T.A., Kamartdinov M.R., Kulagina T.E., Mangazeev P.V. *Gidrodinamicheskie issledovaniia skvazhin. Analiz i interpretatsiia dannykh* [Well tests: analysis and interpretation of data]. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ. house, 2009. 243 p.
- Pokrepin B.V. *Razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii* [Development of oil and gas fields]. Volgograd, In-Folio Publ., 2008. 192 p.
- Brand U., Veizer J. Chemical diagenesis of a multicomponent carbonate system – 1: trace elements. *Journal of Sedimentary Petrology*, 1980, vol. 50, no. 4, pp. 1219–1236.
- Choquette Ph.W., James N.P. Diagenesis 12. Diagenesis in limestones – 3. The deep burial environment. *Geoscience Canada*, 1987, vol. 14, no. 1, pp. 3–35.
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V. Increase of oil recovery in carbonate reservoirs. *NEFTEGAZ.RU*, 2017, no. 3, pp. 99–103. In Rus.
- Belonovskaia L.G. The fracture of carbonaceous rocks and the bases of the search for cracked oil and gas collectors developed in VNIGRI. *Neftegazovaia geologiya. Teoriia i praktika*, 2006, pp. 9–13. In Rus.
- Ezhova A.V., Merkulov V.P., Chekantshev V.A. Geologicheskay model stroeniya paleozoiskogo fudamenta Severo-Ostaninskogo neftyanovogo mestorozhdeniya (Tomskay oblast) [Paleozoic basement geological structure model of Northern Ostaninsk oil field (Tomsk region)]. *Mountain Journal*, 2012, S4, pp. 35–38.
- Bondarev V.I., Krylatkov S.M. *Analiz dannykh seismorazvedki* [Analysis of seismic data]. Yekaterinburg, UGGAA Publ. House, 2002. pp. 63–74.
- Tiab D., Donaldson E.C. *Petrophysics*. Houston, 1999. pp. 94–102.
- Dakhnov V.N. *Interpretatsia rezultatov geofizicheskikh issledovaniy skvazhin* [Interpretation of the results of geophysical surveys of wells]. Moscow, Nedra Publ., 1982. 448 p.
- Olneva T., Ovechkina V., Zhukovskaya E. Object-oriented geo-seismic analysis: ways and examples. *XVII Serbian geological congress. Book of abstracts*. Serbia, 2018. pp. 707–713.
- Futalan K., Mitchell A., Amos K., Backe G. Seismic facies analysis and structural interpretation of the San-dakan sub-basin. *AAPG international conference and exhibition*. Singapore, 2012. Available at: www.searchanddiscovery.com/documents/2012/30254futalan/ndx_futalan.pdf (accessed 30 November 2019).
- Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefi i gaza obemnym metodom* [Guidelines for calculating the geological reserves of oil and gas by the volumetric method]. Eds. V.I. Petersils, V.I. Poroskuna, G.G. Yatsenko. Moscow, Tver, VNIGNI, Scientific and Practical Center «Tvergeofizika» Publ., 2003. pp. 3-14–3-20.
- Volkova A.A., Merkulov V.P. Information value of 3D seismic in evaluation the prospects of oil and gas fields of the Paleozoic basement of Western Siberia. *8th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition. Extended abstract*. St-Petersburg, 2018. Available at: earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=91397 (accessed 10 December 2018).
- Volkova A.A. Kompleksniy analiz seismicheskikh i skvazginnykh dannykh pri izuchenii treshchinovatykh kollektorov na primere mestorozhdeniya v fundamente Zapadnoy Sibiri [Comprehensive analysis of seismic and well data in the study of fractured reservoirs on the example of a field in the basement of Western Siberia]. *Problemy geologii i osvoeniya nedr. Trudy XXII Mezhdunarodnogo nauchnogo simpoziuma imeni akademika M.A. Usova studentov i molodykh uchenykh* [Problems of geology and subsoil development. Proc. of the XXI International Scientific Symposium named after Academician M.A. Usov students and young scientists]. Tomsk, TPU Publ. house, 2018. Vol. I, pp. 356–358.

16. Volkova A.A. Vybor optimalnykh parametrov seismicheskogo fatsialnogo analiza pri izuchenii paleozoiskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri [Selection of optimal parameters of seismic facies analysis in the study of Paleozoic deposits in Western Siberia]. *Problemy geologii i osvoeniya nedr. Trudy XXII Mezhdunarodnogo nauchnogo simpoziuma imeni akademika M.A. Usova studentov i molodykh uchenykh* [Problems of geology and subsoil development. Proc. of the XXII International Scientific Symposium named after Academician M.A. Usov students and young scientists]. Tomsk, TPU Publ. house, 2018. Vol. I, pp. 383–384.
17. Volkova A.A. Primenenie seismofatsialnogo analiza dlya utochneniya skhemy geologicheskogo stroeniya na primere mesotorozhdeniya v fundamente Znanoy Sibiri [Use of seismic facies analysis to clarify the geological structure of the field as an example in the basement of Western Siberia]. *Sovremennye problemy sedimentologii v neftegazovom inzhiniringe. Trudy III Vserossiyskogo nauchno prakticheskogo sedimentologicheskogo soveshchaniya* [Modern problems of sedimentology in oil and gas engineering. Proc. of the III All-Russian Scientific and Practical Sedimentology Meeting]. Tomsk, 2017. pp. 223–228.
18. White R.E. Properties of instantaneous seismic attributes. *The Leading Edge*, 1991, vol. 10 (7), pp. 26–32.
19. Skirius C., Nissen S., Haskell N. 3D seismic attributes applied to carbonates. *The Leading Edge*, 1999, vol. 18, pp. 384–393.
20. Saggaf M., Nafi Toksoz M., Mahroon M. Seismic facies classification and identification by competitive neural networks. *Geophysics*, 2003, vol. 68, no. 6, pp. 1984–1999.
21. West B.P., May S.R., Eastwood J.E., Rossen C. Interactive seismic facies classification using textural attributes and neural networks. *Lead. Edge.*, 2002, vol. 21, pp. 1042–1049.
22. Dubruel O. *Geostatistika v neftaynoy geologii* [Geostatistics in petroleum geology]. Moscow, Izhevsk, Institute for Computer Research, SRC «Regular and chaotic dynamics» Publ., 2009. 256 p.
23. Dementiev L.F. *Statisticheskie metody obrabotki i analiz promyslovo-geologicheskikh dannykh* [Statistical methods for processing and analyzing field geological data]. Moscow, Nedra Publ., 1966. 206 p.
24. Ukhlova G.D., Solomatin V.V., Shtifanova L.I., Chernyshova T.I. Seismofatsialny analiz i vozmozhnosti prognozirovaniya litotipov porod po dannym seysmorazvedki [Seismofacial analysis and possibilities of forecasting rock lithotypes by the data of seismic exploration]. *VII Vserossiyskoe litologicheskoe soveshchaniye* [VII All-Russian lithological meeting]. Novosibirsk, 2013. pp. 227–230.
25. Coleout P.M., Azbel K. Unsupervised seismic facies classification: a review and comparison of techniques and implementation. Interpreter's corner. *The Leading Edge*, October 2003. pp. 942–953.
26. Zhukov A.P., Zhemchugova V.A., Epov K.A., Fedotov S.L. Prediction of the structure and properties of natural reservoirs based on a comprehensive interpretation of seismic and borehole geological and geophysical data. *Seismic exploration technologies*, 2006, no. 1, pp. 69–78. In Rus.

Received: 5 February 2021.

Information about the authors

Kristina Yu. Chuchalina, master student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Aleksandra A. Volkova, engineer-researcher, National Research Tomsk Polytechnic University.

Vitaly P. Merkulov, Cand. Sc., leading expert, National Research Tomsk Polytechnic University.