

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ СТАТИСТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ ТОЛЩ НА ПРИМЕРЕ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

К.Ю. Чучалина

Научные руководители: доцент В.П. Меркулов, инженер-исследователь А.А. Волкова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние десятилетия, нефтяные компании широко используют 3D моделирование для детализации внутреннего строения исследуемых отложений. На начальном этапе разработки отсутствует полный комплекс исследований, что вносит неопределенность в прогнозирование и оконтуривание геологических объектов [1]. Геолого-геофизическая информация нередко имеет низкую информативность, вследствие сложного строения изучаемой территории или ограничений разрешающей способности методов исследования. Для создания реалистичной геолого-математической модели рекомендуется применять различные классификационные алгоритмы в ходе обработки всего комплекса данных [2]. Один из таких алгоритмов применяется к сейсмическому сигналу, где исследуемый объект разделяют на однородные по ряду признаки. Для более достоверного геологического прогноза изучаемой территории следует использовать комплексную интерпретацию сейсмических и скважинных данных, что позволяет оценить на качественном уровне литофациальную изменчивость на локальных участках и разработать схему более рационального размещения эксплуатационных скважин.

Работа основана на комплексном анализе геолого-геофизической информации палеозойских отложений нефтяного месторождения. В административном отношении месторождение расположено в пределах Парабельского района Томской области. В геологическом отношении изучаемое месторождение находится в юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, на северо-востоке Васюганской равнины.

В ходе проведенного анализа в отложениях фундамента были выделены три преобладающие фациальные группы отложений, такие как доломит, известняк и глинисто-кремнистые породы. Для анализа распределения фаций карбонатных отложений был выбран комплекс сейсмических атрибутов: мгновенная частота, мгновенная фаза, мгновенное качество, относительный акустический импеданс, первая производная и затухание [4]. На основе выбранного комплекса атрибутов была построена сейсмофациальная карта, которая послужила основой для комплексирования геолого-геофизической информации. Для сопоставления сейсмической информации и скважинных данных, около каждой скважины была выбрана область исследования, где размер площади характеризуется первой зоной Френеля. Учитывая данное положение радиус исследуемой области должен быть равен 400 метров, но так как при использовании данного радиуса в область исследования попадает не одна скважина, было принято решение уменьшить радиус до 250 метров. Следующим шагом построение частотных распределений для каждого сейсмического атрибута, где было отмечено, что только два атрибута представляют репрезентативные данные с точки зрения физического смысла, а также данные, на которых возможно выделить три области распределения, вероятно соответствующие трем кластерам фаций на сейсмофациальной карте – мгновенная частота и относительный акустический импеданс. Для дальнейшего сопоставления сейсмического атрибута с точечными геолого-геофизическими данными был выбран относительный акустический импеданс (рис.1).

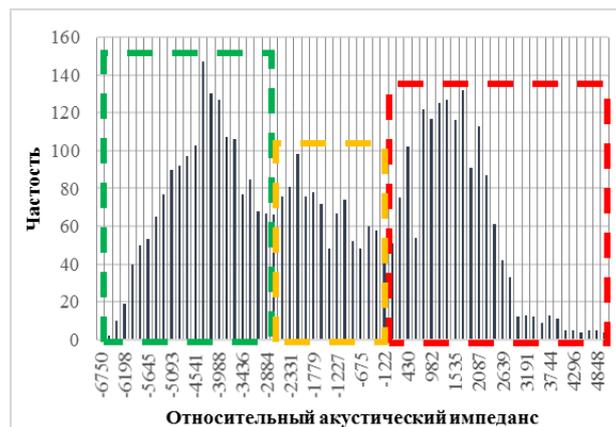


Рис.1 Частота распределения относительного акустического импеданса

Для того чтобы соотнести акустический импеданс, полученный из частотного распределения, со скважинной информацией необходимо рассчитать данный параметр из геофизических и лабораторных исследований. Расчет акустического импеданса производился по следующей формуле [3]:

$$AI = Vp * \rho, \tag{1}$$

СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗЕМЛИ И ПОИСКОВ
И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ.
ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ.

где AI – акустический импеданс $\text{кг/м}^3 \cdot \text{м/с}$, V_p – скорость продольной волны м/с , ρ – плотность горной породы г/см^3 .

Необходимо отметить, что в 50% фонда скважин отсутствуют измерения акустических свойств пласта и исследования плотности горных пород, следовательно, расчетный акустический импеданс по данным ГИС был получен только для шести скважин. Также на изучаемом месторождении наблюдается невысокий процент выноса керна, что вносит неопределенность при статистическом обосновании. Отбор керна был осуществлен только из двух эксплуатационных скважин. Таким образом, на основе полученных расчетных значений построена частота встречаемости сейсмического параметра по данным геофизических исследований скважин и керна (рис. 2).

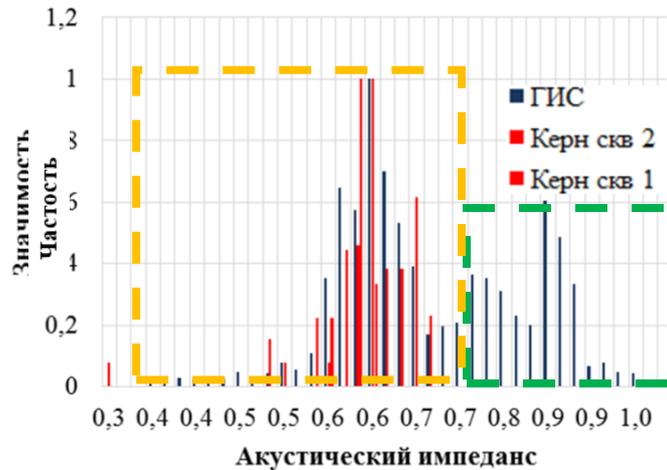


Рис.2 Гистограмма частоты распределения акустического импеданса по ГИС (геофизические исследования скважин) для шести скважин

Анализируя частоту распределения на рисунке 2, были выделены две отчетливо выраженные области различающихся значений акустического импеданса, где данные по керну соответствуют интерпретации геофизических исследований. Следовательно, проведя сопоставление расчетного акустического импеданса можно утверждать о достоверном распределении фаций в области расположения этих скважин. Статистически выявлено, что две разведочные скважины вскрывают в преобладающем объеме доломит, а три эксплуатационные скважины и одна разведочная скважина представлены известняком.

Таким образом, получив площадное распределение фаций изучаемого объекта, на основе анализа формы сейсмического сигнала, появляется возможность осуществить районирование территории, что является важным критерием для разработки месторождения. Но, используя данный подход, восстановление обстановок осадконакопления и прогноз фаций необходимо проводить совместно с интерпретацией ГИС и лабораторными исследованиями керна для более достоверной оценки распределения геологических тел. Исходя из комплексного анализа геолого-геофизических данных, было выявлено наличие определенной фации в области шести скважин. Одна из шести скважин представляет вероятность 50% распределения, как доломита, так и известняка, но исходя из данных ГИС и сейсмофациальной карты, было принято решение, что достоверность встречаемости фации доломита является 100%, так как на сейсмической карте данная скважина расположена на границе фаций доломит-известняк.

Литература

1. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа. – М.: СПЕКТР, 2008. – 384 с.
2. Волков Ю.А., Михайлов В.Н. О возможности применения математических методов в геологии при проведении фациального анализа. – Казань, 2013. – 13 с.
3. Жуков А.П., Жемчугова В.А., Эпов К.А., Федотов С.Л. Прогнозирование структуры и свойств природных резервуаров на основе комплексной интерпретации сейсмических и скважинных геолого-геофизических данных // Технологии сейсморазведки. – 2006. – № 1. – С. 69-78.
4. Руководство по интерпретации сейсмических атрибутов. Schlumberger, 2007. – 119 с.