

УДК 550.1

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СЕЙСМИЧЕСКОЙ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ НА ВЕЛИЧИНУ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

Хамета И.Г.¹, Бикбулатов С.М.
ООО «РН-УфаНИПИнефть», г. Уфа
e-mail: ¹HametaIG@ufanipi.ru

Ахметзянов Р.В.
ООО «БашиНИПИнефть», г. Уфа

***Аннотация.** Анализируется влияние неопределенности сейсмических данных на геологическую модель и результаты подсчета запасов нефти. Данный анализ был применен в ходе работы над подсчетом запасов Кынского месторождения. Предлагается строить стохастическим методом серию реализаций карт скоростей, в результате чего получается серия структурных карт и, соответственно, множество вариантов величины запасов. В итоге строится гистограмма распределения порового объема, где мода распределения будет являться наиболее реалистичным значением объема. Данный метод позволяет оценить достоверность подсчитываемых запасов и получить наиболее реалистичный вариант.*

***Ключевые слова:** подсчет запасов, сейсмическая неопределенность, распределение, структурные карты, метод стохастического моделирования*

На объективную величину запасов нефти оказывают влияние не только подсчетные параметры – пористость, нефтенасыщенность, объемный коэффициент, нефтенасыщенные толщины, но и такие характеристики как размер структуры и положение контакта. Неопределенности во всех этих геологических характеристиках могут привести к большим погрешностям в оценке запасов.

При подсчете запасов Кынского месторождения возникла такая проблема, как большой разброс значений запасов углеводородов (УВ), связанный с неопределенностью структурных построений. Рассмотрим подробнее неопределенность структурных построений.

Одним из основных этапов подсчета запасов является построение структурных карт кровли и подошвы пласта. Для этого используют сейсмические данные, при этом ошибка структурного построения по данным сейсмических исследований может достигать значительных величин. Как правило, при получении структурных карт на основании построения карт скоростей используются различные методы интерполяции – кригинг, кокригинг, метод обратных расстояний, кубические сплайны и пр. Следовательно, для зон с редкой сеткой скважин неизбежно возникает погрешность полученных значений.

С целью решения этой проблемы необходимо проанализировать влияние неопределенности сейсмических данных на адекватность геологической модели и

на результаты подсчета запасов, а также выбрать оптимальный метод оценки запасов.

Кынское нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено в Красноселькупском районе Ямало-Ненецкого Автономного округа Тюменской области. Было открыто в 1982 г.

В 2002 - 2003 гг. на месторождении были выполнены детальные сейсморазведочные работы 2D и 3D.

В ходе анализа структурных построений на основе данных сейсморазведки 3D и данных абсолютных отметок в новых пробуренных скважинах были выявлены следующие моменты:

1. абсолютные отметки в новых пробуренных скважинах не соответствуют ранее построенным структурным картам;

2. так как залежь выходит за пределы 3D сеймики, большое значение имеет использование данных сейсморазведки 2D.

В связи с этим было принято решение об уточнении структурно-тектонической модели месторождения. В 2009 г. проведена переинтерпретация и увязка сейсмических материалов съемок 2D и 3D, для получения максимально полного результата были использованы все имеющиеся данные.

На начальном этапе интерпретационных работ возникла проблема увязки сейсмических материалов 2D и 3D. По всей площади работ выполнен расчет невязок между профилями в интерпретационном комплексе. В ходе дальнейшей работы данные невязки были минимизированы, что в конечном итоге позволило расширить границы исследуемой площади.

Традиционный подход к построению структурных карт предполагает следующий порядок действий. По результатам уточненной корреляции отражающих горизонтов строятся карты изохрон, при перемножении которых на карту скоростей получают структурные поверхности.

Исходными данными для структурных построений в пакете GeoGlobe (собственная разработка ООО «РН-УфаНИПИнефть») явились значения прокоррелированных отражающих горизонтов и соответствующие абсолютные отметки в точках скважин. Пересчет времен в глубины также контролировался годографом вертикального сейсмического профилирования (ВСП). Отбивки целевых горизонтов были выполнены по разведочным скважинам. При построении структурных карт использовались карты средних скоростей, полученные интерполяцией с использованием сети глубоких скважин, расположенных в пределах площади исследования. Оценка точности структурных построений выполнялась по внутренней сходимости данных сейсморазведки и скважинных данных. При построении скоростных карт, в краевых частях площади задавались контрольные точки, полученные с использованием уравнения регрессии на основе графиков зависимостей $H=f(t_0)$ (рис. 1).

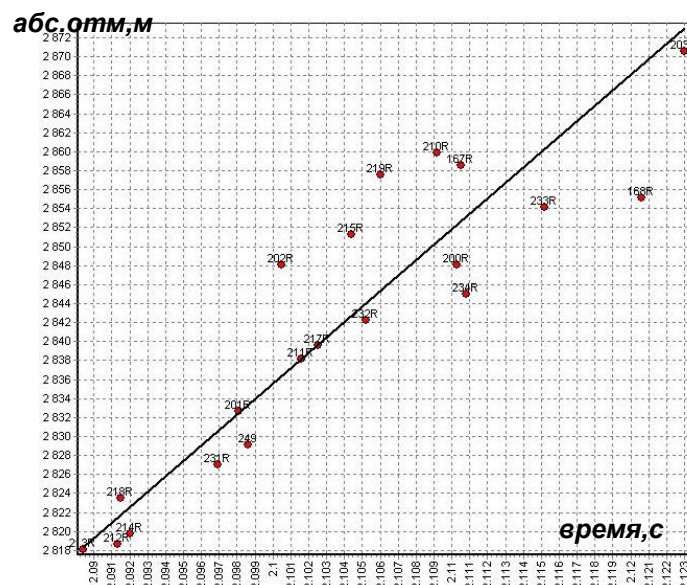
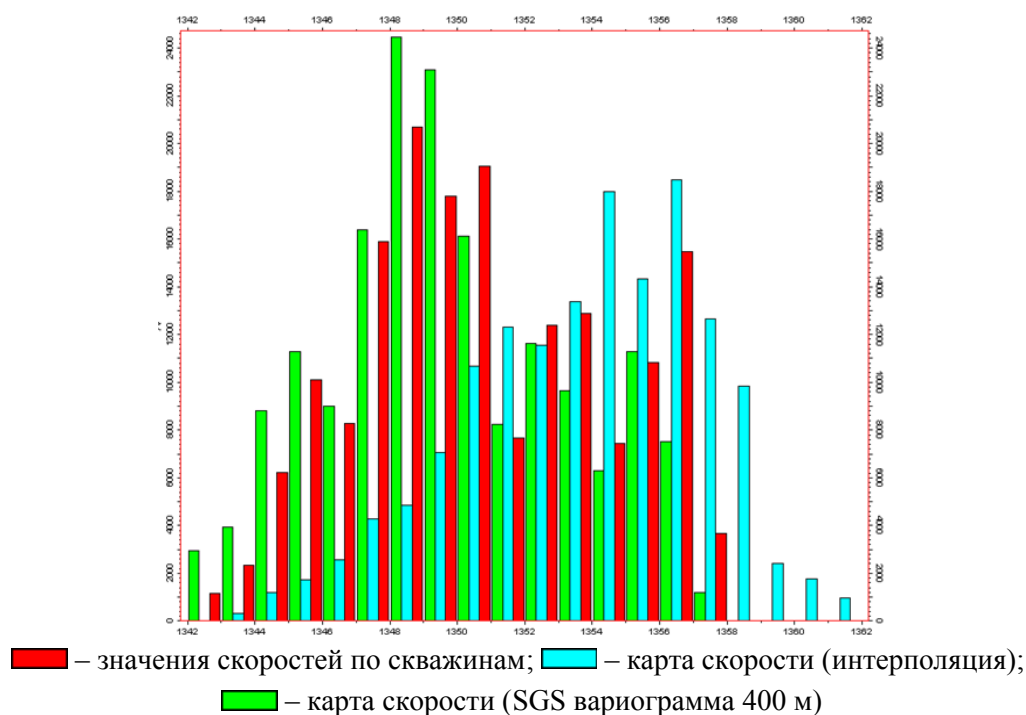


Рис. 1. График зависимости времени распространения волны от глубины залегания пласта

Как видно на рис. 1, кривую, описывающую значения в скважинах, можно провести не единственным образом и получить при этом набор структурных поверхностей.

Гистограмма распределения значений скорости (рис. 2) показывает, что скорость, полученная с помощью интерполяции, плохо соответствует скважинным данным.



■ – значения скоростей по скважинам; ■ – карта скорости (интерполяция); ■ – карта скорости (SGS вариограмма 400 м)

Рис. 2. Гистограмма распределения значений скорости

В связи с этим предложено строить карты скоростей методом стохастического моделирования, которые более корректно воспроизводят скважинные данные (рис. 2). Ранее метод был реализован в интерпретационной системе ИНПРЕСС, в данном случае применялся программный продукт Petrel.

При построении карт стохастическим методом был выполнен вариограммный анализ. Радиус вариограммы, то есть максимальное расстояние, на котором существует взаимосвязь, составляет 4000 м (рис. 3).

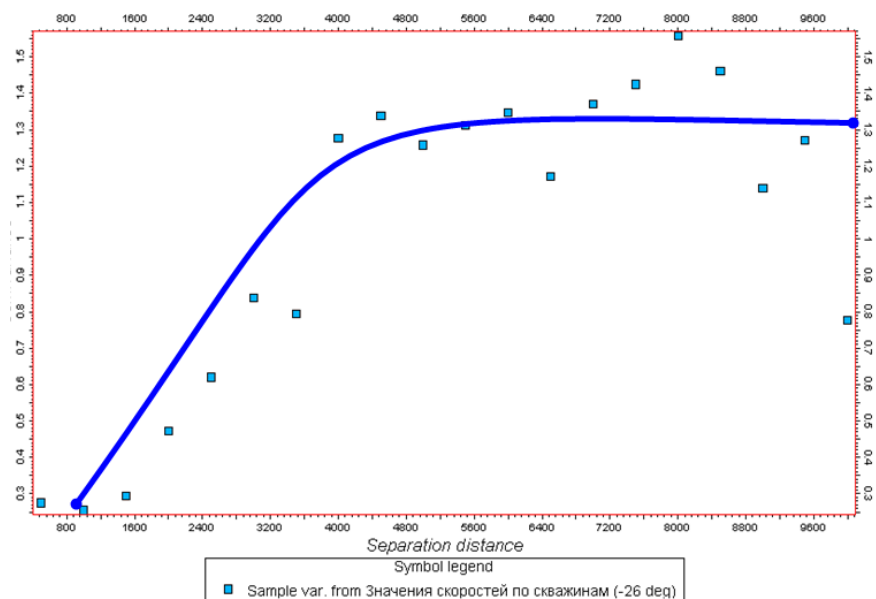


Рис. 3. Вариограмма скоростей по скважинным данным

Стохастическим методом была построена серия реализаций карт скоростей, перемножением которых на постоянную карту изохрон получили множество вариантов структурных поверхностей. Далее по каждой структурной карте была произведена оценка объема нефтенасыщенных пород над водонефтяным контактом.

Для автоматизации данной процедуры в программном продукте Petrel был создан Workflow, который позволил оперативно провести оценку запасов на основе трехмерного моделирования. Данный Workflow включал в себя следующие основные этапы:

1. Построение карт скоростей.
2. Пересчет отражающих поверхностей.
3. Оценка запасов.

Итогом работы данного Workflow явилась гистограмма распределения порового объема коллектора, которая позволила оценить достоверность структурных построений (рис. 4). Мода распределения будет являться наиболее реалистичным значением порового объема.

Гистограмма даёт наглядное доказательство того, что применение геостатистического моделирования позволяет получить наиболее реалистичный вариант запасов, тогда как построение карт методом интерполяции занижает значение порового объема, а, следовательно, и запасов.



Рис. 4. Гистограмма распределения объема нефтенасыщенных пород залежи

С вероятностью 90 % подтверждается величина нефтенасыщенного объема в диапазоне $1,41 - 1,44 \cdot 10^8 \text{ м}^3$ (рис. 5), то есть с 9 шансами из 10 возможных реальный нефтенасыщенный объем превзойдет эту величину. Запасы, полученные с помощью стохастического метода, подтверждаются с вероятностью P50. Итак, с вероятностью P90 залежь содержит нефтенасыщенный объем не меньше $1,41 \cdot 10^8 \text{ м}^3$, что доказывает некорректность метода интерполяции (рис. 4). То есть, применение методов интерполяции при построении структурных карт может привести к занижению оценки запасов. С помощью стохастического подхода подсчитано, что реалистичные запасы данного пласта будут при объеме нефтенасыщенных пород $1,53 \cdot 10^8 \text{ м}^3$.

Очертания и площади замкнутых локальных поднятий зависят от структурной поверхности. Контуры залежи могут существенно различаться, что приведет к различным оценкам нефтенасыщенного объема в пределах структуры. Наибольшей неопределенностью характеризуются краевые зоны, так как, как правило, они охвачены наименьшим количеством данных. Соответственно, и риски бурения в краевых частях залежи больше. Для правильного учета данных рисков предлагается следующий подход. Осредняя набор карт, характеризующихся наиболее вероятным объемом, получаем структурную карту, которая является наиболее вероятной. Если

сравнить ее с картой, построенной методом интерполяции, то видно, что данная карта определяет перспективные зоны, которые были не учтены при традиционном подходе.

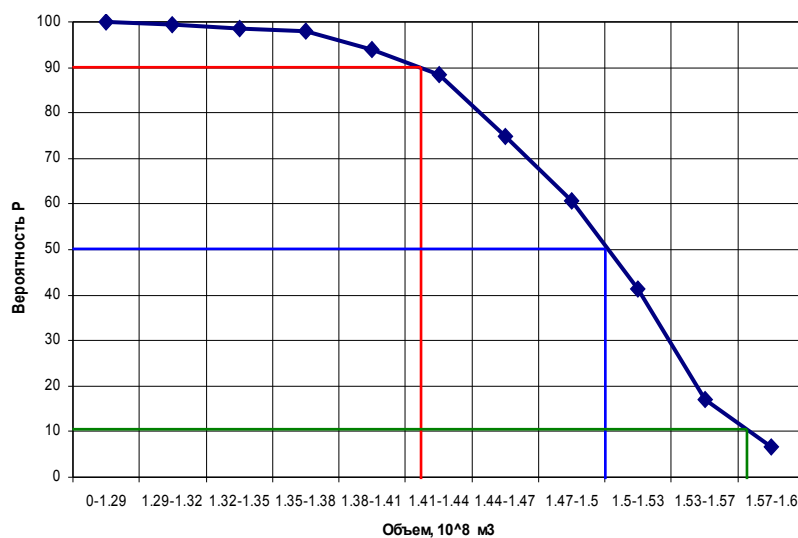


Рис. 5. Функция распределения объема нефтенасыщенных пород

Заключение

Применение стохастических методов моделирования в ходе структурных построений особенно актуально для месторождений, характеризующихся невысокой степенью изученности. Для них очень важным является использование всего исследовательского материала, а так же оценка неопределенности данных и степени ее влияния на конечный результат. Естественно, для полной оценки рисков при подсчете запасов следует рассмотреть не только неопределенности в структурных построениях, но и неточности емкостных параметров пород.

В данной статье на примере одного пласта Кынского месторождения показан способ оценки влияния неопределенности сейсмических данных на результаты подсчета запасов. Было доказано, что применение методов интерполяции может привести к занижению оценки запасов, в то время как применение стохастического подхода позволяет получить полную картину о вероятностном распределении запасов и обоснованно принять то или иное значение запасов по рассматриваемому месторождению. Таким образом, данный метод позволяет оценить достоверность подсчитываемых запасов и получить их наиболее реалистичный вариант.

Литература

1. Оливье Дюбрул. Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных. EAGE, 2002. 296 с.
2. Petrel User Guide / Руководство по пользованию программным продуктом Petrel.
3. Масюков В.В. и др. Методика объективного сравнения методов интерполяции // Геофизический вестник. 2005. № 1. С. 20 - 23.
4. Кивелиди В.Х., Старобинец М.Е., Эскин В.М. Вероятностные методы в сейсморазведке. М.: Недра, 1982. 247 с.
5. Ампилов Ю.П. Методы геолого-экономического моделирования ресурсов и запасов нефти и газа с учетом неопределенности и риска. Москва: Геоинформмарк, 2002. 329 с.
6. Иванова Н.Л., Авербух А.Г. Оценка геологического риска с учетом погрешностей структурных построений и неопределенностей задания емкостных параметров // Научно-практическая конференция «Геомодель». Геленджик, 2004.
7. Harbaugh J. W., Davis J. C., Wendebourg J. Computing risk for oil prospects: principles and programs. Pergamon, 1995. 464 p.

INFLUENCE ESTIMATION OF SEISMIC DATA UNCERTAINTIES ON OIL IN PLACE CALCULATION

I.G. Khameta¹, S.M. Bikbulatov
RN-Ufanipineft LLC, Ufa, Russia
e-mail: ¹HametaIG@ufanipi.ru

R.V. Akhmetzyanov
BashNIPIneft LLC, Ufa, Russia

Abstract. *The article presents an analysis of influence of uncertainties in seismic data on geological model and calculation of oil in place (OIP). This analysis was used during the work of oil in place calculation of Kynskoe oilfield. It is presumed to construct a number of velocity maps by stochastic method then a number of structural maps and as a result several different variants of OIP can be calculated. In order to find an aggregate result there should be constructed a distribution of OIP and the mode is the net result. The described method permits estimating a confidence level of reserves and to get the most realistic figures of OIP.*

Keywords: *calculation of oil in place, uncertainties in seismic data, distribution, structural maps, stochastic method*

References

1. O. Dubrule. Ispol'zovanie geostatistiki dlya vklyucheniya v geologicheskuyu model' seismicheskikh dannykh (The use of geostatistics for inclusion the seismic data in the geological model). EAGE, 2002. 296 p.
2. Petrel User Guide.
3. Masyukov V.V. et al. Metodika ob"ektivnogo sravneniya metodov interpolyatsii (The method of objective comparison of interpolation methods), Geofizicheskii vestnik, 2005., Issue 1, pp.20-23.
4. Kivelidi V.Kh., Starobinets M.E., Eskin V.M. Veroyatnostnye metody v seismorazvedke (Probabilistic methods in seismic prospecting). Moscow, Nedra, 1982. 247 p.
5. Ampilov Yu.P. Metody geologo-ekonomicheskogo modelirovaniya resursov i zapasov nefli i gaza s uchetom neopredelennosti i riska (Methods of geological and economic modeling of resources and reserves of oil and gas considering uncertainty and risk). Moskva, Geoinformmark, 2002. 329 p.
6. Ivanova N.L., Averbukh A.G. Otsenka geologicheskogo riska s uchetom pogreshnostei strukturnykh postroenii i neopredelennostei zadaniya emkostnykh parametrov (Geological risk assessment taking into account the errors of structural models and uncertainties of volumetric characteristics set), Nauchno-prakticheskaya konferentsiya «Geomodel'» (Scientific conference "Geomodel"). Gelendzhik, 2004.
7. Harbaugh J. W., Davis J. C., Wendebourg J. Computing risk for oil prospects: principles and programs. Pergamon, 1995. 464 c.