



**Я. О. Антипин**  
ЗапСибНИИГГ<sup>1</sup>  
ведущий инженер лаборатории  
геологического моделирования  
Antipinyo@zsnlgg.ru



**С. Н. Гончаров**  
ЗапСибНИИГГ<sup>1</sup>  
заведующий лабораторией  
геологического моделирования  
GoncharovSN@zsnlgg.ru

# Построение геологической модели пласта Ач<sub>1</sub><sup>1</sup> Кальчинского месторождения на основе интерпретации данных сейсморазведочных работ 3D/2D на Северо- Кальчинской площади

<sup>1</sup>Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики. Россия, 625000, Тюмень, ул. Республики, 48/4а.

*Ставится задача рассмотреть геологическое 3D-моделирование продуктивного пласта по новым данным, уточнить его геологическое строение для повышения эффективности разработки. В ходе геологического моделирования пласта авторы приходят к выводу о том, что новые данные по-другому представляют геометризацию резервуара, распространение коллекторов и, как следствие, величину объема нефтесодержащих пород и запасов нефти*

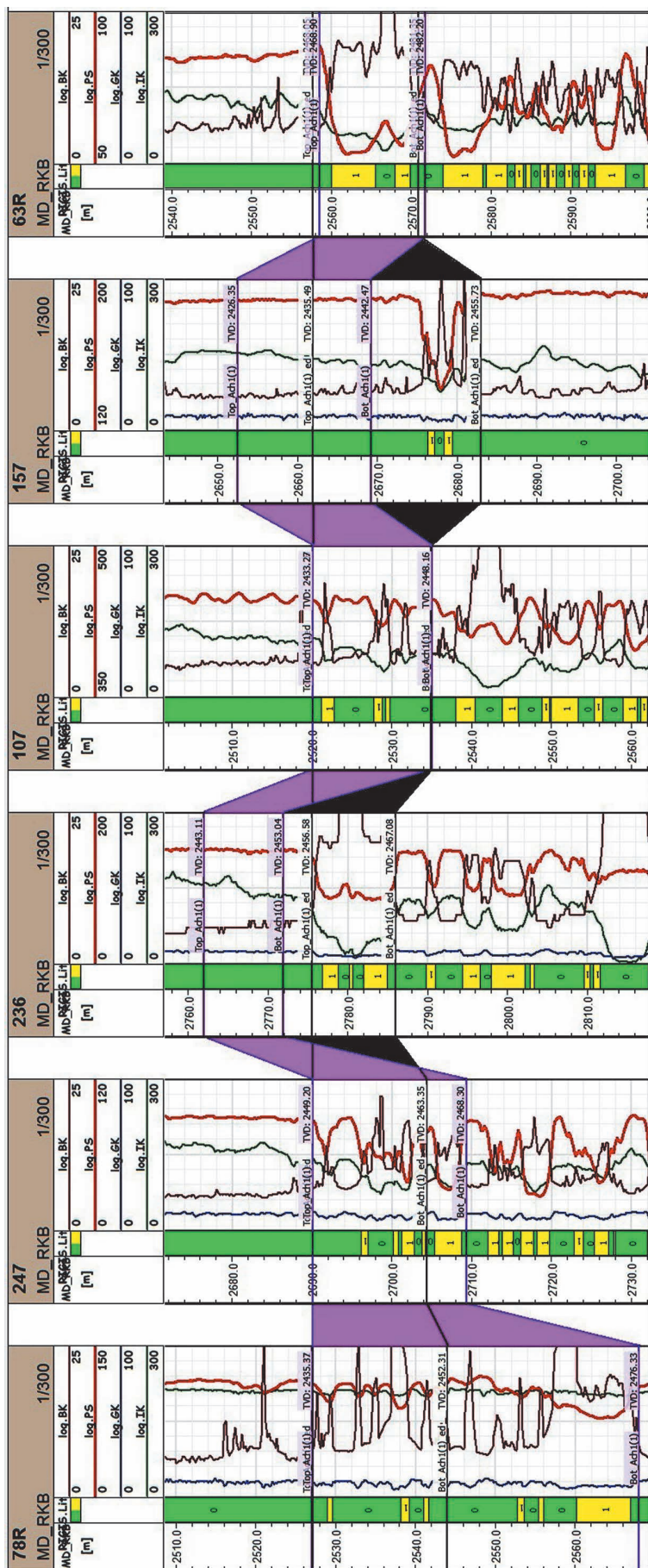
**Ключевые слова:** геологическая модель месторождения; сейсморазведочные работы 3D/2D; зоны распространения коллекторов; выделение залежей; подсчет геологических запасов нефти

**В** последнее время активно вводятся в разработку месторождения и пласты, характеризующиеся сложным геологическим строением, низкими ФЕС и небольшими извлекаемыми запасами. Обоснование эффективного управления разработкой таких объектов возможно только на основе адекватной геолого-промысловой модели.

Целью данной работы является уточнение геологического строения пласта Ач<sub>1</sub><sup>1</sup> Кальчинского месторождения для повышения эффективности разработки.

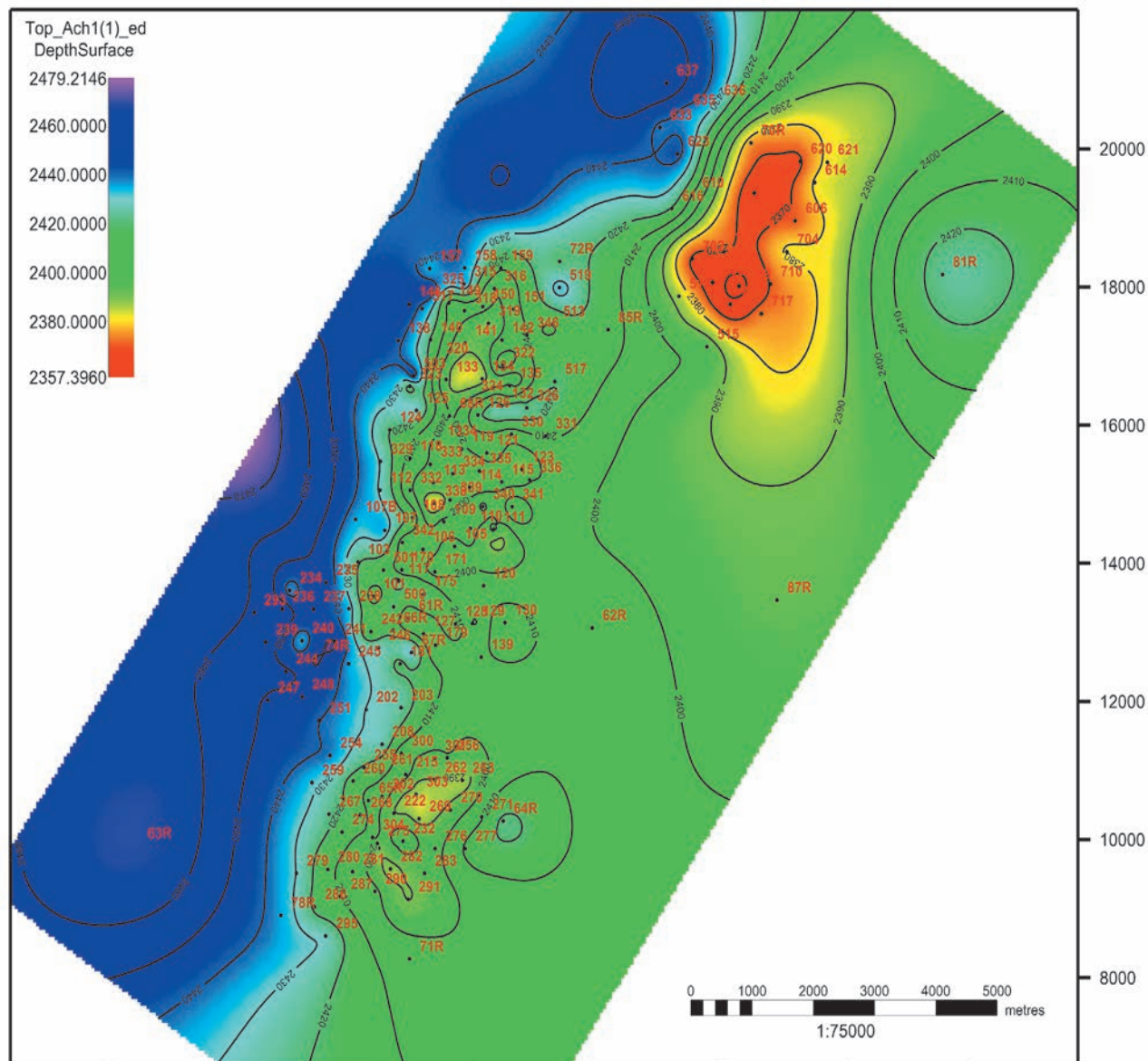
В административном отношении Кальчинское месторождение находится в пределах Уватского района Тюменской области. Разработка месторождения началась в 1992 г. вводом в эксплуатацию разведочной скв. 61R





Тор\_Ach1(1) – отбивки пласта Ach<sub>1</sub><sup>1</sup> в соответствие с данными проекта разработки месторождения [2007 г.]  
 Тор\_Ach1(1)\_ed – отбивки пласта Ach<sub>1</sub><sup>1</sup> в соответствие с данными интерпретации сейсморазведочных работ

Рис. 1. Схема корреляции пласта Ach<sub>1</sub><sup>1</sup>, построенная по данным проекта разработки месторождения (2007) и по результатам интерпретации сейсморазведочных работ 3D



**Рис. 2.**  
Структурная карта кровли пласта  $Aч_1^1$ , построенная по результатам интерпретации сейсморазведочных работ 3D

на пласты  $Ю_{3-4}$ . В разрезе месторождения выделены 4 объекта разработки –  $Aч$ ,  $Ю_0+Ю_1^{a6}$ ,  $Ю_1$  и  $Ю_3+Ю_4$ . Основными нефтесодержащими объектами Кальчинского месторождения являются пласты ачимовской толщи, которые содержат 95% от начальных извлекаемых запасов месторождения по категориям А, В, С<sub>1</sub> [1].

После проведения работ по интерпретации данных сейсморазведочных работ 3D/2D на Северо-Кальчинской площади и получения новых стратиграфических отбивок возникла необходимость в построении новой геологической модели месторождения с целью уточнения геологического строения и анализа эффективности разработки (рис. 1).

Геологическая модель пласта  $Aч_1^1$  выполняется в программном комплексе *IRAP RMS* (Roxar, Норвегия).

Первым этапом моделирования залежей стало построение структурной модели пласта  $Aч_1^1$  (рис. 2).

Для сравнения приведена структурная карта кровли пласта  $Aч_1^1$ , построенная по данным проекта разработки месторождения (2007) (рис. 3). Из анализа карт следует, что морфология кровли пласта существенно изменилась относительно предыдущей модели. Выделяется три структурных поднятия: в районе скв. 70R, 68R и в районе скв. 65R, 71R. В направлении на северо-запад наблюдается общее погружение структуры, а в направлении на юго-восток – общее поднятие



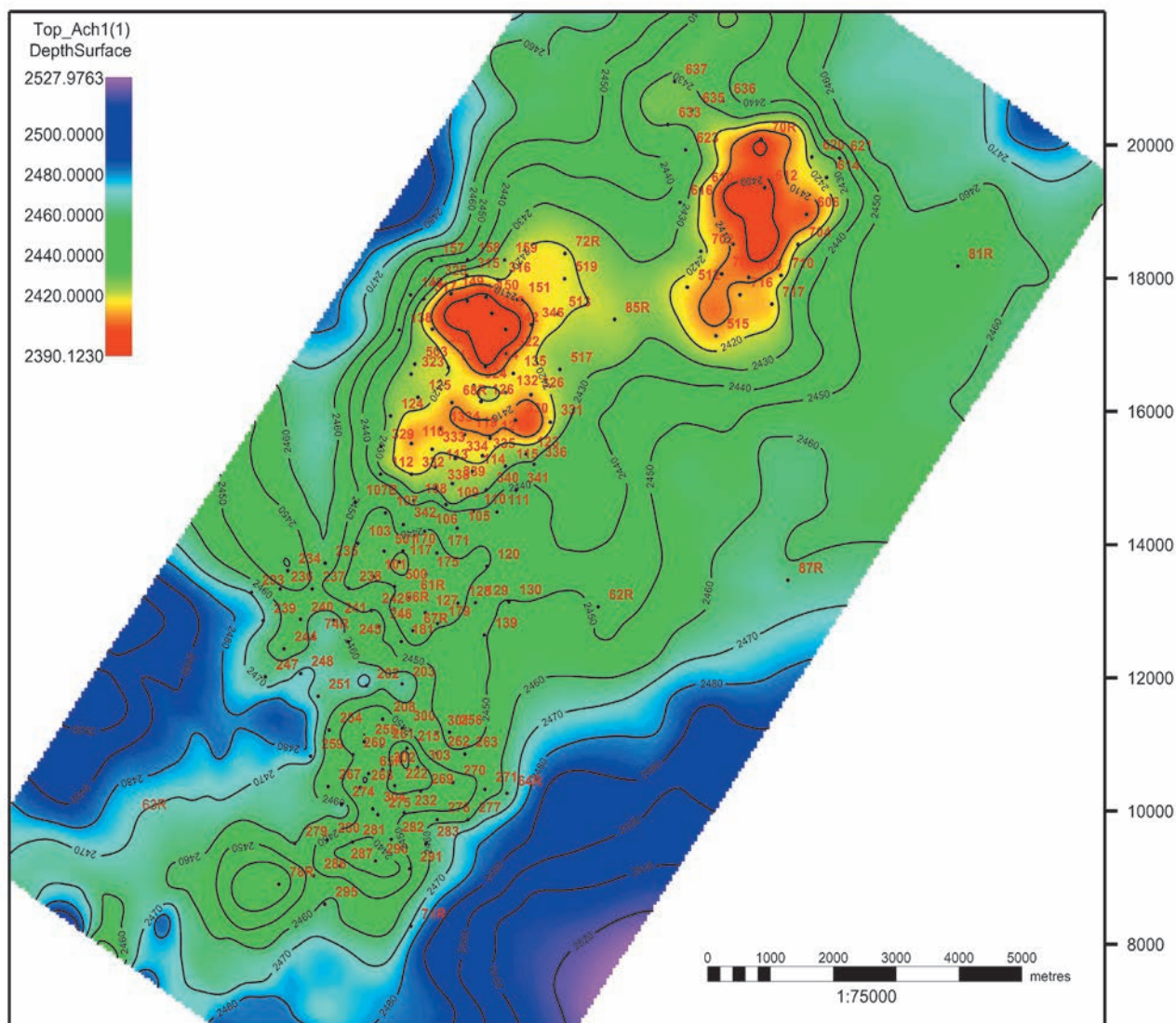


Рис. 3. Структурная карта кровли пласта  $Aч_1^1$ , построенная по данным проекта разработки месторождения (2007)

(в отличие от структуры, построенной по данным проекта разработки (2007), где выделяется два обширных поднятия в районах скв. 70R и 68R, обрамленных общим погружением структуры).

В связи с получением новой информации по 3D/2D сейсморазведке структура кровли продуктивного объекта  $Aч_1^1$  имеет другую форму относительно принятой при проектировании (2007).

Далее по скважинным данным в пласте были выделены и смоделированы зоны распространения коллекторов, оконтуренные зонами глинизации (за исключением юго-западной части, где линия глинизации проведена весьма условно). Пласт перекрыт мощной толщей глин, которые являются крышкой как пласта  $Aч_1^1$ , так и всей ачимовской толщи. По результатам структурных построений

и скважинным данным в пласте  $Aч_1^1$  выделены три залежи (рис. 4).

**Южно-Кальчинская** залежь закартирована 17 скважинами в южной части месторождения. Залежь пластовая, литологически ограниченная. Размеры залежи – 3,6×5,5 км. Глубина залегания пласта колеблется от 2415 до 2482 м. Нефтеносность залежи доказана результатами испытания и промышленной эксплуатации. Уровень ВНК принят на отметке –2474 м. Эффективная толщина залежи изменяется от 0,2 до 7,8 м, эффективная нефтенасыщенная – от 0,4 до 7,2 м.

**Залежь в районе скв. 107** закартирована 4 скважинами, пласт в них продуктивен по ГИС. Залежь является литологически ограниченной. Размеры залежи – 0,6×2 км. Глубины залегания пласта по скважинам меняются от 2397 до 2450 м. Эффективная и эффективная

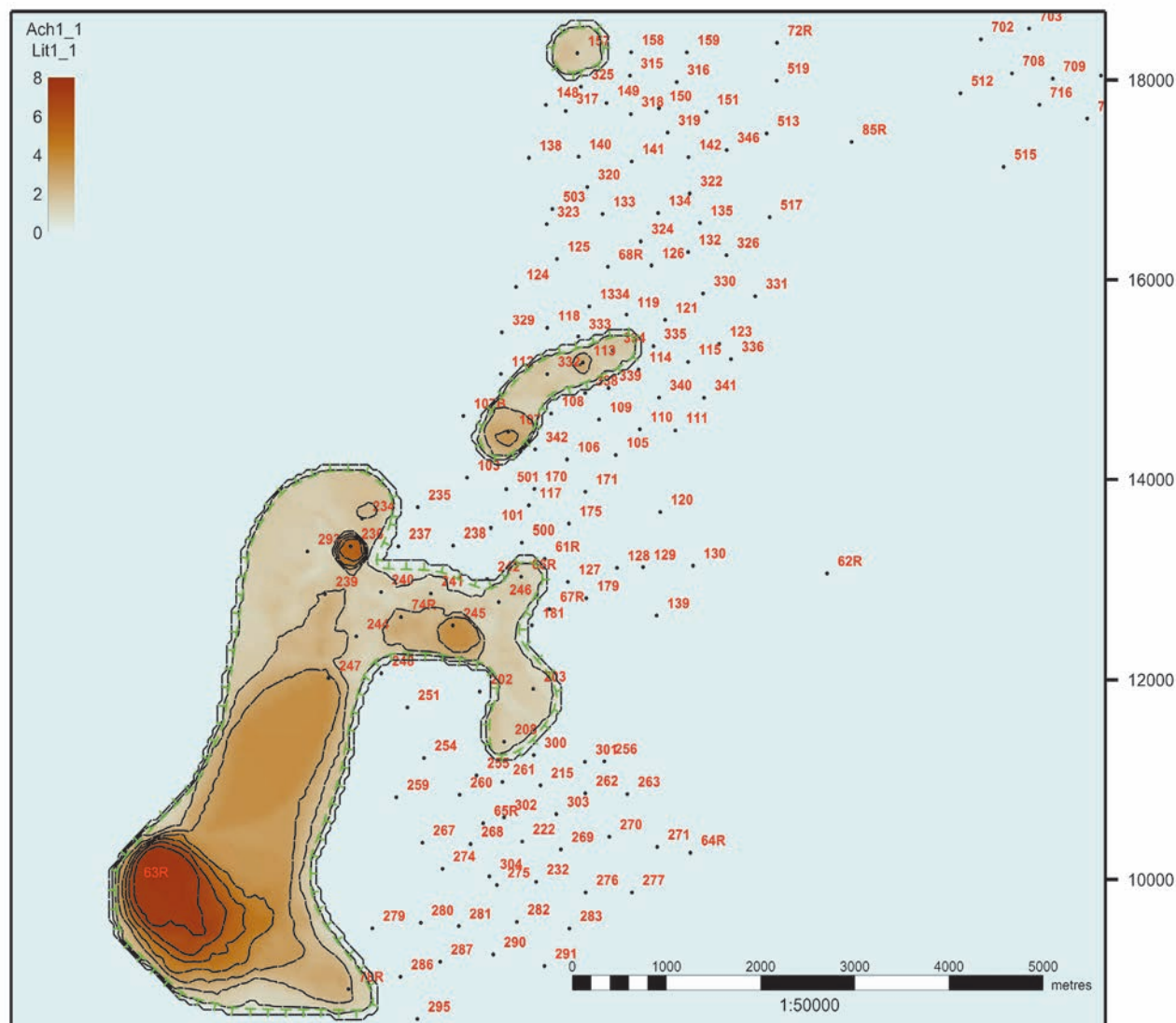


Рис. 4.

Карта эффективных толщин пласта  $Aч_1^1$ , построенная по результатам интерпретации сейсморазведочных работ 3D

нефтенасыщенная толщина залежи изменяется от 0,4 до 3,6 м.

**Залежь в районе скв. 157** закартирована по одной скважине, продуктивной по ГИС. Залежь литологически ограниченная, имеет размеры 0,6×0,6 км. Глубина залегания пласта колеблется от 2437 до 2461 м. Эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщина залежи по скв. 157 составляет 1,9 м.

Для сравнения приведена карта эффективных толщин пласта  $Aч_1^1$  с закартированными залежами, построенная по данным проекта разработки месторождения (2007) (рис. 5).

Далее произведено моделирование петрофизических параметров (пористости, проницаемости). Моделирование распределения пористости проводилось стохастическим петрофизическим методом *Petrophysical modelling* по значениям параметра пористости

в утвержденных РИГИС скважин, учитывая минимальные и максимальные граничные значения [2]. Проницаемость рассчитывалась от параметра пористости по петрофизическим зависимостям, взятым из проекта разработки месторождения (2007).

Нефтенасыщенность в пласте  $Aч_1^1$  распространена в коллекторах выше уровня отметки ВНК по зависимости  $K_{II}$  от глубины (рис. 6).

Подсчет геологических запасов нефти выполнен трехмерным методом, основанным на использовании трехмерной сетки, описывающей объем месторождения. В основе подсчета лежит объемный метод.

Для подсчета запасов используется следующая последовательность вычислений:

- вычисление 3D-параметра геометрического объема пород, ограничивающего залежи;

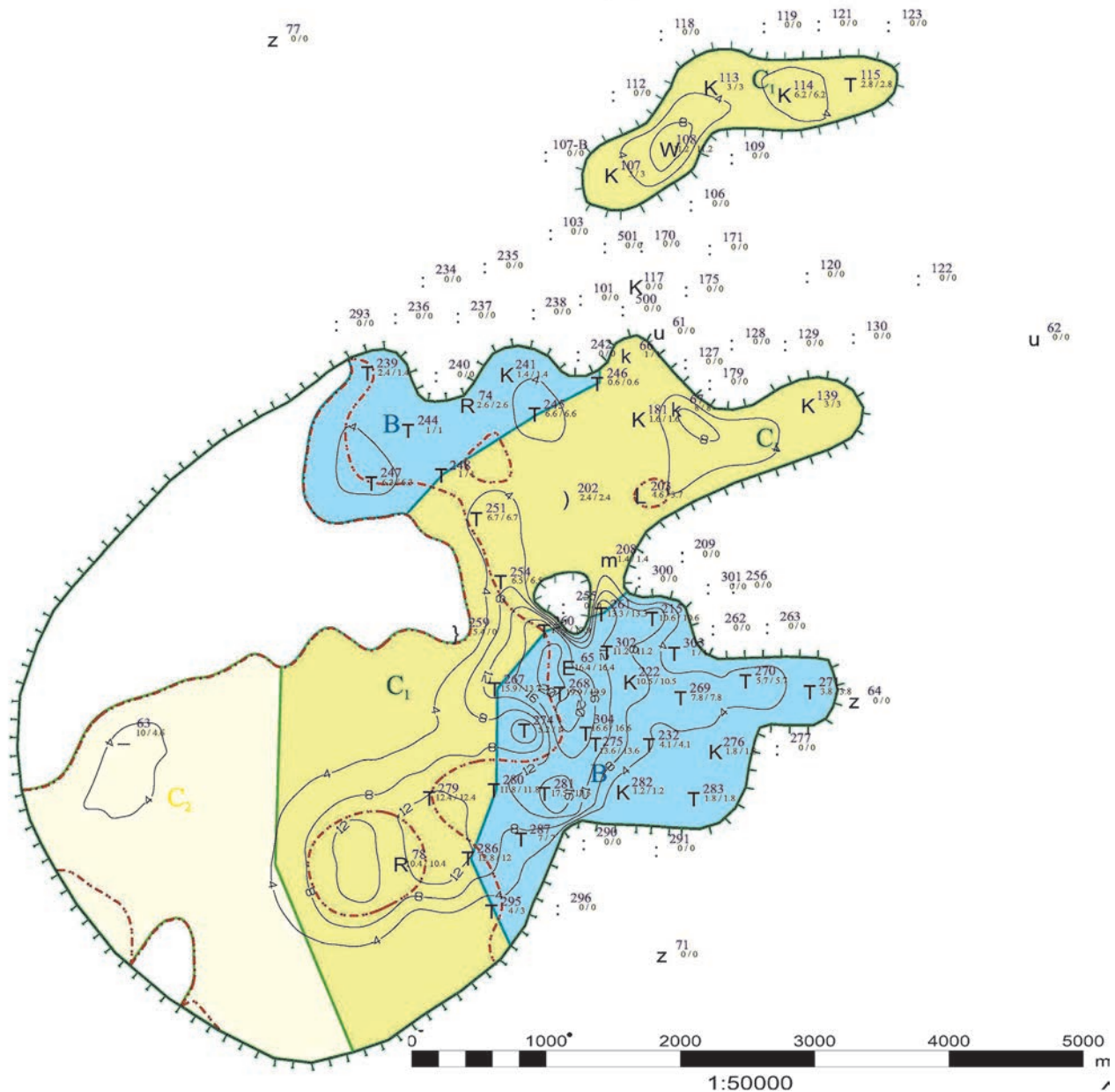


Рис. 5. Карта эффективных толщин пласта  $Ac_1$ , построенная по данным проекта разработки месторождения (2007)

- вычисление эффективного объема пород, как произведение параметров геометрического объема и литологии;
- оценка порового объема пород, как произведение параметров эффективного объема и коэффициента пористости;
- для нефти – умножая полученный массив значений на пересчетный коэффициент и плотность нефти, получаем трехмерное распределение запасов нефти в поверхностных условиях [3].

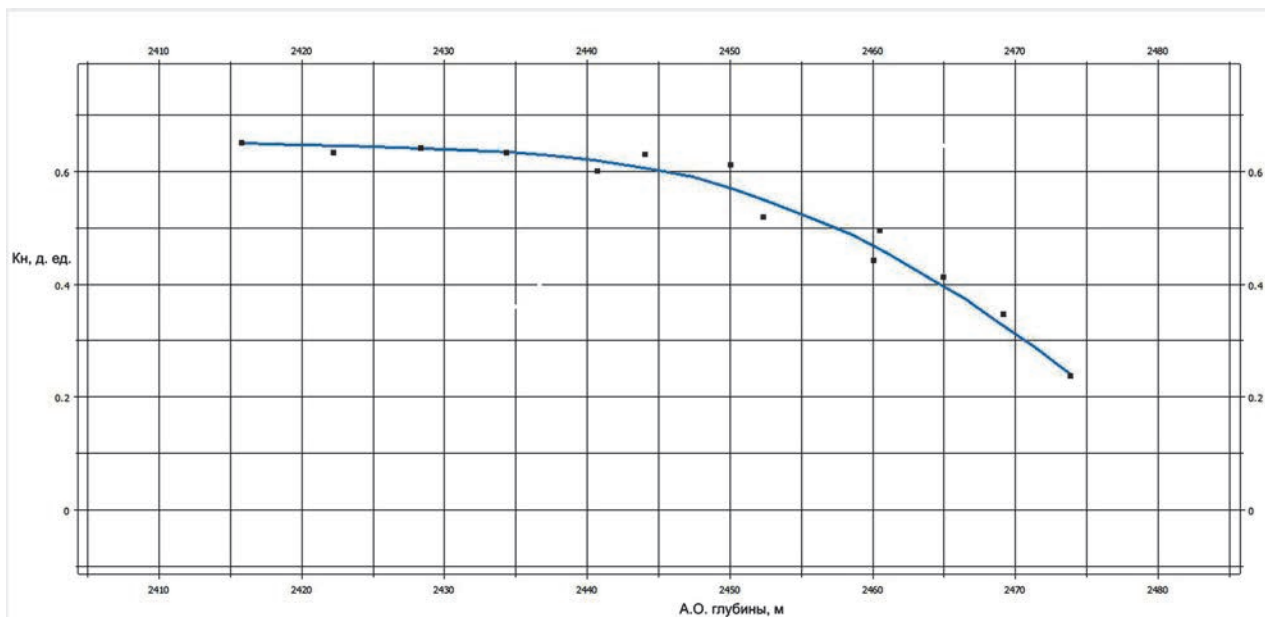
Сравнение запасов нефти, полученных в новой модели с запасами ПЗ 2007 г. приведено в **табл. 1**.

Ввиду того, что в юго-западной части Южно-Кальчинской залежи линия глинизации проведена весьма условно, целесообразно будет пробурить новую скв. Razv1 западнее разведочной скв. 63R для уточнения геологического строения пласта (**рис. 7**).

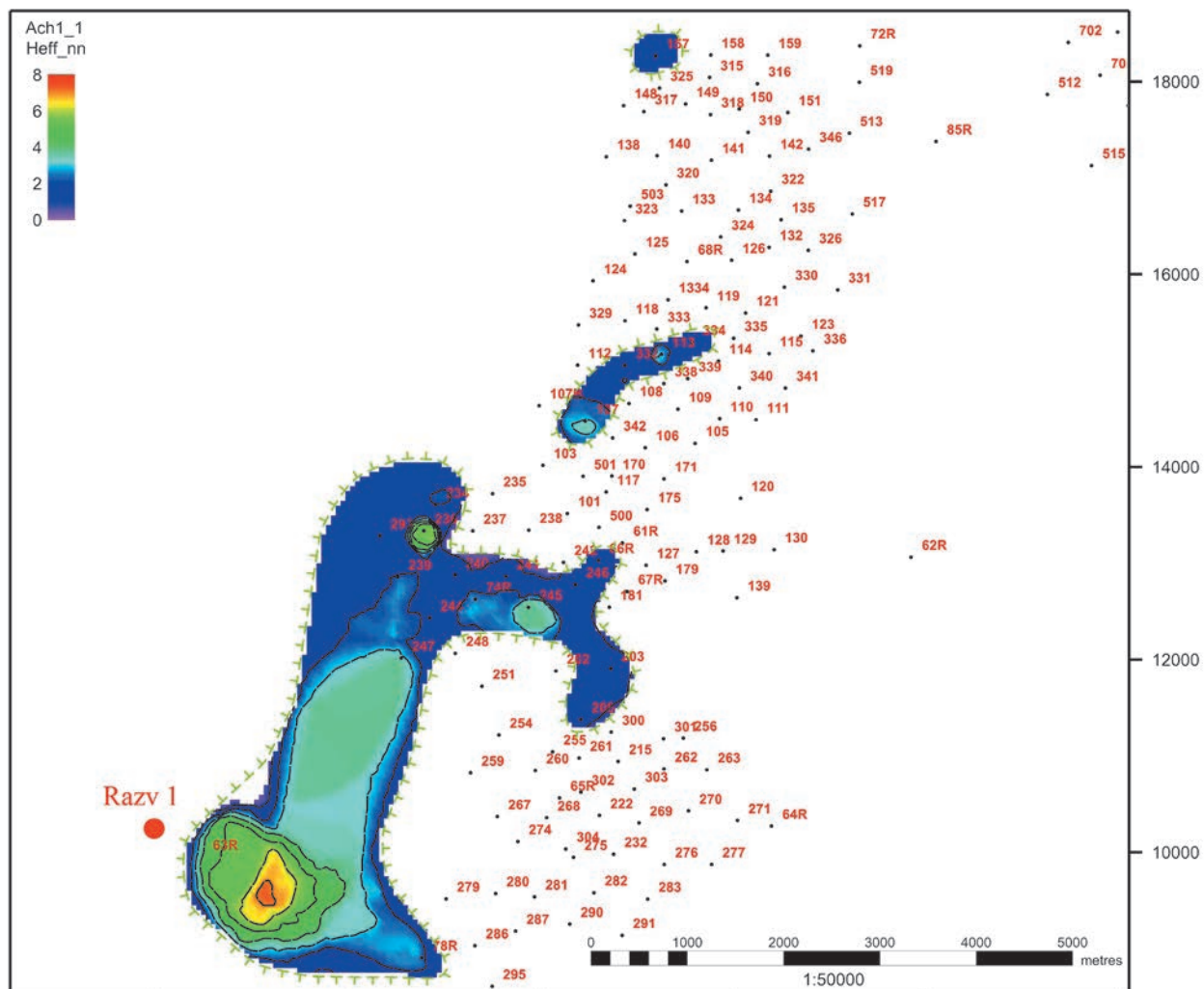
#### Выводы

После проведения работ по интерпретации данных сейсморазведочных работ 3D/2D на Северо-Кальчинской площади и получения новых стратиграфических отбивок была произведена перекорреляция продуктивных пластов Кальчинского месторождения





**Рис. 6.**  
 Зависимость  $K_n$  от глубины (высоты над поверхностью ВНК)




**Рис. 7.**  
 Местоположение скв. «Razv 1» на карте эффективных нефтенасыщенных толщин пласта  $Aч_1'$ , построенной по результатам интерпретации сейсморазведочных работ 3D

Параметры	Расхождение, %
Объем нефтесодержащих пород	-67,4
Поровый объем	-68,8
Коэффициент пористости	-4,1
Объем углеводородов	-64,5
Коэффициент нефтенасыщенности	13,8
Начальные запасы нефти	-64,7

**Таблица 1.**

Сравнение запасов в новой модели и ПЗ 2007 г.

(рис. 1). По результатам проведенных исследований и построений существенно изменилась структура пласта  $Aч_1^1$ , это повлияло на геометризацию резервуара, распространение коллекторов и, как следствие, на величину объема нефтесодержащих пород и запасов нефти пласта  $Aч_1^1$ , значительно отличающихся от принятых изначально. Для решения

вопроса об уточнении геологического строения пласта  $Aч_1^1$  предлагается пробурить скв. Razv1 (рис. 7). Цель бурения новой скважины – уточнить зону распространения коллекторов пласта  $Aч_1^1$  в районе Южно-Кальчинской залежи, а также, в случае вскрытия нефтенасыщенных коллекторов, перевести скв. Razv1 в добывающий фонд. 

#### Литература

1. Проект разработки Кальчинского месторождения. 2007.
2. Закревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р. Оценка качества 3D моделей. М. Мaska. 2008.
3. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. М. Мaska. 2009. 376 с.

UDC 553.982.2

**Ya.O. Antipin**, Leading Engineer of the Laboratory of Geological Modeling, Western Siberian Research Institute of Geology and Geophysics<sup>1</sup>, Antipinyo@zsnigg.ru

**S.N. Goncharov**, Head of the Laboratory of Geological Modeling, Western Siberian Research Institute of Geology and Geophysics<sup>1</sup>, GoncharovSN@zsnigg.ru

<sup>1</sup>48/4a Republic street, Tyumen, 625000, Russia. Western Siberian Research Institute of Geology and Geophysics.

## Construction of the Geological Model of the $Aч_1^1$ Layer of the Kalchinskoye Field on the Basis of Interpretation of the 3D / 2D Seismic Data at the North Kalchinsky Area

**Abstract.** The aim is to consider the geologic 3D modeling of a productive reservoir based on new data, to refine its geological structure to improve development efficiency. In the course of geological modeling of the reservoir, the authors come to the conclusion that the new data represent the geometry of the reservoir, the distribution of reservoirs and, as a consequence, the volume of oil-bearing rocks and oil reserves

**Keywords:** geological model of the deposit; 3D / 2D seismic survey; zones of distribution of collectors; allocation of deposits; calculation of geological reserves of oil

#### References

1. *Proekt razrabotki Kal'chinskogo mestorozhdeniya* [Kalchinsky development project]. 2007.
2. Zakrevskii K.E., Maisiuk D.M., Syrtlanov V.R. *Otsenka kachestva 3D modelej* [Quality assessment of 3D models]. Moscow, Maska Publ., 2008.
3. Zakrevskii K.E. *Geologicheskoe 3D modelirovanie* [Geological 3D modeling]. Moscow, Maska Publ., 2009, 376 p.