



ДЕПРОИЛ

ДЕТАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

85% -

**ФАКТИЧЕСКАЯ
ВЕРОЯТНОСТЬ
УСПЕХА (POS)**

25 месторождений

81 скважина

166 испытаний

- ✔ 3D модель осадочного бассейна, согласованная с гравиметрическими, сейсмическими и скважинными данными
- ✔ Мантийные плюмы как источник формирования осадочных бассейнов в Черноморской впадине
- ✔ Известные газовые месторождения в 3D модели плотности породы
- ✔ Новые промышленные резервуары газа в неогеновых, палеогеновых и меловых отложениях
- ✔ Глубоководный конус выноса на глубине 8000 м с начальными ресурсами газа 2,1 трлн.м³ (P50)



**ПОИСКИ И
РАЗВЕДКА НА МОРЕ**

**20 ЛЕТ ОПЫТА КАРТИРОВАНИЯ
ПРОМЫШЛЕННЫХ РЕЗЕРВУАРОВ
УГЛЕВОДОРОДОВ**

**КАРТИРОВАНИЕ
ПЕРСПЕКТИВНОГО
РЕЗЕРВУАРА С
ПРОГНОЗНЫМИ РЕСУРСАМИ
2,1 ТРЛ.КУБ.М ГАЗА В
ГЛУБОКОВОДНОЙ ЧАСТИ
ЧЕРНОГО МОРЯ**

Северо-Западная часть Черного моря,
Украина, 2007 г.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЗАДАЧА

Черное море является одним из последних малоисследованных, но наиболее близких к европейскому рынку нефтегазоносных бассейнов с высокой оценкой углеводородного потенциала. Несмотря на почти 60 лет геологоразведочных работ, в пределах шельфа украинской части Черного моря открыто только 8 газоконденсатных месторождений и одно нефтяное месторождение им. Субботина.

В глубоководной части Черного моря в настоящее время пробурено 25 глубоких скважин (глубина моря > 400 м), из которых 11 - сверхглубокие (глубина моря >1500 м). Несмотря на многочисленные промышленные открытия на шельфе Румынии и Болгарии, много новых скважин оказались "сухими" или не раскрыли промышленные залежи нефти и газа. Единственное открытие в глубоководной части Черного моря - газовое месторождение Сакарая (Sakarya discovery), которое является вторым по величине месторождением в мире, открытым в 2020 году. Коллекторы, которые были раскрыты скважиной Tupa-1, приурочены к палео-дельте р. Дунай.

Учитывая то, что для всех пробуренных глубоководных перспективных объектов присутствовали все элементы нефтяных систем, такие как материнские породы и резервуары, породы покрывки и каналы движения углеводородов, отсутствие позитивных результатов бурения требует поиска новых представлений о геологическом строении региона и, в дополнение к существующим, применение новых методов выявления залежей углеводородов.

МЕТОДИКА СОЗДАНИЯ 3D МОДЕЛИ

Структурная основа для начальной 3D модели плотности была построена с использованием структурных поверхностей отражающих горизонтов в неогеновых и меловых отложениях, полученных в результате интерпретации 2D региональных сейсмических профилей, с привлечением карт батиметрии и поверхности Мохоровичича, построенной по данным глубинного сейсмического зондирования. С целью определения начальных плотностных свойств для осадочной толщи использованы обобщенные петрофизические данные, а для домеловых отложений - пластовые скорости распространения сейсмических волн. 3D модель плотности была построена до глубины 70 км, охватывала площадь 250 x 372 км и состояла из 32,55 млн. элементарных ячеек размером 2x2 км по латерали и 50 м в глубину. По результатам решения прямой задачи гравразведки для априорной 3D модели плотности отклонение между измеренным и рассчитанным гравитационными полями составило 19 мГал.

В процессе 3D нелинейной инверсии гравиметрических данных была уточнена глубина поверхности Мохоровичича. После этого 3D модель плотности была уточнена путем решения 3D нелинейной совместной обратной задачи гравразведки. Среднеквадратическое отклонение между измеренным и рассчитанным для конечной 3D модели плотности гравитационными полями составило 1,3 мГал (относительно гравитационного поля, начальная 3D модель плотности была улучшена в 15 раз).

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Результаты совместной инверсии гравиметрических, скважинных и сейсмических данных дали возможность верифицировать и уточнить глубинную модель Западно-Черноморского бассейна от дневной поверхности до мантии, закартировать глубокие мантийные плюмы и связанные с ними осадочные бассейны, закартировать суточные зоны, которые разделяют основные тектонические элементы, и оконтурить границы суббассейнов.

В осадочном чехле 3D модель плотности позволила выявить группу многоуровневых низкоплотных участков неогенового и мелового возраста, с которыми связаны углеводородные резервуары. Некоторые из этих резервуаров соответствуют известным газовым месторождениям на Одесском шельфе Черного моря (например, месторождения Шмидта и Голицына), другие указывают на местоположение новых перспективных поисковых объектов (рис. 1). Основной резервуар был закартирован в меловых отложениях в пределах континентального склона и глубоководной части (рис. 1, 2). Он представляет собой конус выноса альбского или валанжинского возраста общей площадью 2745 км². Для наиболее перспективного участка площадью 2000 км² начальные ресурсы газа оценены на уровне 2,1 трлн.м³ (P50).

Закартированный в 2007 году объект в пределах континентального склона и глубоководной части украинского сектора Черного моря является геологическим аналогом объектов, раскрытых в 2020 году скважиной Tupa-1 и может быть связан с дельтой палео-реки.

В 2012-2014 годах в рамках договора о разделе продукции компаниями Exxon Mobile и Shell был лицензирован Скифский лицензионный участок, который охватывает закартированный перспективный объект (рис. 2).

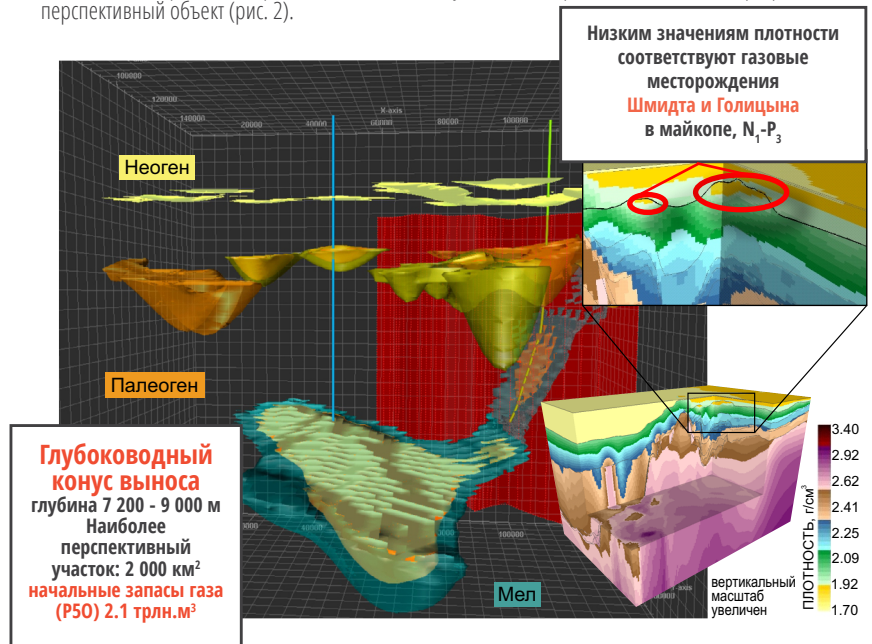


Рисунок 1. Многоуровневые углеводородные перспективные объекты, в том числе меловый глубоководный конус выноса, получены в виде локальных тел из конечной 3D модели плотности



Рисунок 2. Положение прогнозного глубоководного конуса выноса и Скифского лицензионного участка Exxon Mobil и Shell