



ДЕПРОИЛ

ДЕТАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

**85% -
ФАКТИЧЕСКАЯ
ВЕРОЯТНОСТЬ
УСПЕХА (POS)
25 месторождений
81 скважина
166 испытаний**

- ✔ Детальная 3D модель плотности породы
- ✔ Точная форма соляного штока
- ✔ Многопластовые промышленные резервуары газа под соляным козырьком и возле стенки соляного штока
- ✔ Произвольная морфология и происхождение промышленного резервуара
- ✔ Прогнозные запасы углеводородов
- ✔ Начальный дебит для новых скважин



**ПОИСКИ И РАЗВЕДКА
ПРОМЫШЛЕННЫХ
РЕЗЕРВУАРОВ ГАЗА И НЕФТИ
ПРИУРОЧЕННЫХ К СОЛЯНЫМ
ШТОКАМ И ПЛАСТАМ**

**20 ЛЕТ ОПЫТА КАРТИРОВАНИЯ
ПРОМЫШЛЕННЫХ РЕЗЕРВУАРОВ
УГЛЕВОДОРОДОВ**

ВНИМАНИЕ! 100% ПОДТВЕРЖДЕНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ГАЗА В ПОДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ 7 ЛЕТ БУРЕНИЯ!

КАРТИРОВАНИЕ КРОВЛИ И ПОДОШВЫ СОЛЯНОГО ТЕЛА, ИЗВЕСТНЫХ И НОВЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ГАЗА НА ДВУХ ПЕРЕКРЫВАЮЩИХСЯ СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ УРОВНЯХ ПОД СОЛЯНЫМИ ОБРАЗОВАНИЯМИ

Солотвинское и Дибровское газовые месторождения, Закарпатская впадина, Украина, 2005

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЗАДАЧА

Участок исследований находится в пределах миоценового молассового бассейна Закарпатского прогиба, донеогеновая основа которого представлена отложениями мезозоя и палеогена. В юго-восточной части площади исследований соленосные отложения прорывают осадочные породы и образуют Солотвинский соляной диапир. Вследствии переслаивания соляных и терригенных отложений, кровля и подошва соли не картируется по данным сейсморазведки.

Солотвинское газовое месторождение расположено в восточной части площади исследований. Газовые залежи раскрыты скважинами №1 и №2 и приурочены к нижнебаденским туфовым образованиям новоселицкой свиты N-nv. Дибровское газовое месторождение расположено в центральной части площади. Газовые залежи раскрыты скважинами №4 и №22 и приурочены к отложениям палеогена P-gr. Оба месторождения расположены возле Солотвинского соляного диапира и перекрываются соленосными отложениями терелянской свиты.

По 2D сейсмическим данным, Солотвинское и Дибровское газовые месторождения представляют собой антиклинальные структуры по неогену и палеогену соответственно. В структурно-тектоническом отношении скважины №4 и №22 Дибровского месторождения расположены на южной периклинали Дибровской складки, а скважины №1 и №2 - на западной периклинали Солотвинской складки.

Задача исследований состояла в уточнении формы Солотвинского соляного диапира и картировании планового положения газонасыщенных резервуаров, раскрытых продуктивными скважинами Солотвинского и Дибровского месторождений.

МЕТОДИКА СОЗДАНИЯ 3D МОДЕЛИ

С целью создания 3D структурной модели были использованы 2D сейсмогеологические разрезы по линиям 20 профилей, а также данные ранее пробуренных скважин, в том числе №4, 22 Дибровского и №1, 2 Солотвинского месторождений. Структурная модель включала 7 поверхностей, отражающих структурно-тектоническое строение неогена и палеогена. Начальная 3D модель плотности (рис. 9, а) была создана с использованием обобщенных петрофизических зависимостей, охватывала интервал глубин до 7 км и в плане имела размеры 14,4 x 10 км. 3D модель плотности состояла из 2 млн. ячеек (размер одной ячейки - 100 x 100 x 50 м). Отклонение между измеренным и рассчитанным от начальной 3D модели плотности гравитационными полями составило 3,792 МГал (рис. 8, d).

На первом этапе была уточнена форма Солотвинского соляного диапира путем решения обратной 3D структурной задачи гравиразведки, что позволило уменьшить отклонение между гравитационными полями до 1,5 МГал (начальная 3D модель плотности улучшена в 2,5 раза). На следующем этапе проведено уточнение 3D модели плотности пород на основе решения 3D линейной обратной задачи гравиразведки. Это позволило для конечной модели уменьшить отклонение между полями до 0,316 МГал (относительно гравитационного поля, начальная 3D модель плотности была улучшена в 12 раз) (рис. 8, e).

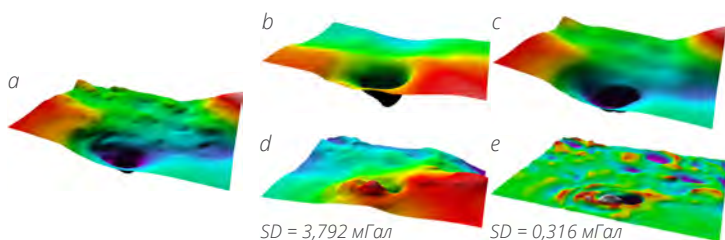


Рисунок 8. Измеренное (а) и рассчитанные гравитационные поля для начальной (b) и конечной (c) 3D моделей плотности с картами отклонений (d, e) между полями

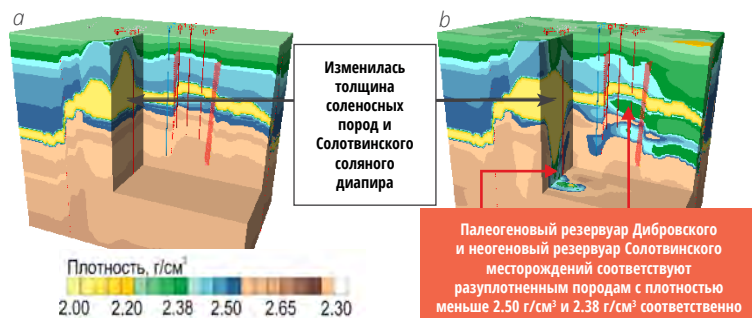


Рисунок 9. Начальная (а) и конечная (b) 3D модели плотности

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Форма Солотвинского соляного диапира была уточнена в результате решения обратной структурной задачи гравиразведки. Оказалось, что в сравнении с начальной моделью, нижняя часть соляного тела погружена на глубину более 2,5 км (начальная глубина - 1,3 км) (рис. 9).

Палеогеновая газовая залежь Дибровского месторождения картируется по максимальному значению плотности 2,38 г/см³ и охватывает скважины №4 и №22 (рис. 10). Наилучшие газонасыщенные коллектора расположены на юг от скважин №4 и №22 под Солотвинским соляным диапиром. Остальная часть антиклинальной структуры уплотнена, что указывает на отсутствие там кондиционных коллекторов и газонасыщенности. Отсутствие притоков из скважин №23 и №28 (табл. 1) полностью подтвердили корректность картирования палеогеновой газовой залежи Дибровского месторождения.

Неогеновая залежь Солотвинского месторождения картируется по максимальному значению плотности 2,38 г/см³ и охватывает скважины №1 и №2 (рис. 11). В плане неогеновая газовая залежь охватывает апикальную и юго-восточную части Солотвинской структуры. Полученный промышленный приток газа из скважины №15 (табл. 1), пробуренной в апикальной части структуры, подтвердил корректность картирования неогеновой газовой залежи Солотвинского месторождения.



Рисунок 10. Контур палеогенового газонасыщенного резервуара Дибровского газового месторождения по значению плотности 2,50 г/см³. Сухие скважины №23 и №28 раскрывают уплотненный разрез



Рисунок 11. Контур неогенового газонасыщенного резервуара Солотвинского газового месторождения по значению плотности 2,38 г/см³. Продуктивная скважина №15 раскрывает разуплотненный газонасыщенный разрез

Таблица 1. История и результаты бурения скважин на Дибровском и Солотвинском месторождениях

Год	Скважина	Возраст	Прогноз	Испытания
2005	23	P-gr	сухо	сухо
2011	28	P-gr	сухо	сухо
2012	15	N-nv	газ	газ