



ДЕПРОИЛ

ДЕТАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

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

- ✔ Высокоточные гравиметрические наблюдения
- ✔ 3D модель плотности пород техногенного резервуара газа
- ✔ Положение и форма техногенного резервуара газа
- ✔ Поточное газонасыщение техногенного резервуара
- ✔ Запасы газа техногенного резервуара



**КАРТИРОВАНИЕ
ТЕХНОГЕННЫХ
РЕЗЕРВУАРОВ ГАЗА**

**20 ЛЕТ ОПЫТА КАРТИРОВАНИЯ
ПРОМЫШЛЕННЫХ РЕЗЕРВУАРОВ
УГЛЕВОДОРОДОВ**

КАРТИРОВАНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПОТЕРЯНОГО БУФЕРНОГО ГАЗА ОЛЫШИВСКОГО ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА НА ОСНОВЕ ВЫСОКОТОЧНЫХ ГРАВИМЕТРИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ

*Ольшивское подземное хранилище газа (ПХГ),
Северо-Западная часть Днепровско-Донецкой впадины,
Украина, 2017.*

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЗАДАЧА

Олышывское ПХГ создано в коллекторе водоносного горизонта бат-байосского яруса средней юры в 1982 году. Режим эксплуатации ПХГ - водонапорный. Геологическая структура - удлиненная брахиантиклиналь размером 6,7 x 3,6 км. Глубина резервуара - 550-565 м от земной поверхности. Площадь ПХГ - 32,9 км². Резервуар представлен хрупким песчаником и тонкодисперсным песком. Средняя пористость пород-коллекторов 33-36 %. Проектный интервал пластового давления - 35-71 ат. Общий проектный объем газа 660 млн.м³, проектный объем активного газа - 310 млн.м³. Начиная с 2011 года Олышывское ПХГ работает только в режиме отбора газа, сопровождающегося значительным выносом песчаного материала. Это способствует выводу из строя эксплуатационных скважин ввиду закупорки песчаных фильтров. В процессе отбора газа наблюдалось постепенное обводнение эксплуатационных скважин. Такой режим эксплуатации вероятно вызван нарушением технологического процесса в предыдущие годы. Во время проведения гравиметрических наблюдений весной 2016 года ПХГ вмещало 356,5 млн.м³ газа. Большинство эксплуатационных скважин требуют капитального ремонта вследствие образования песчаных пробок и обводнения. По состоянию на 2016 год только две из 32 эксплуатационных скважин использовались для отбора газа. С целью выявления причин обводнения эксплуатационных скважин был использован гравитационный метод, позволяющий разделить газонасыщенную и водонасыщенную породу.

МЕТОДИКА СОЗДАНИЯ 3D МОДЕЛИ

В пределах участка площадью 120 км^2 проведена высокоточная гравиметрическая съемка с шагом между пунктами 100×100 метров. Среднеквадратическое отклонение определения аномалии Буге с поправкой за влияние рельефа составило $7,3 \text{ мГал}$, что как минимум в два раза меньше теоретически рассчитанного гравитационного эффекта от техногенного резервуара Олышывского ПХГ, составляющего от 14 до 44 мГал . На следующем этапе была создана 3D модель плотности Олышывского ПХГ. Структурная модель составлена 24 поверхностями, построенными с использованием результатов 2D сейсмических работ и разбровок в скважинах. Данные ГИС использованы с целью определения плотности и пористости пород. 3D модель составлена с $65,1$ млн. ячеек размером 100×100 метров в плане и $2,5$ метра по глубине. Пространственные размеры 3D модели $17,5 \times 9,2 \text{ км}$. Интервал глубин, охватывающий модель от 0 до $10,1 \text{ км}$. Среднеквадратическое отклонение (SD) между наблюдаемым и рассчитанным гравитационными полями для начальной 3D модели составило $7,2 \text{ мГал}$. 3D модель плотности была доопределена в результате совместной инверсии гравиметрических и скважинных данных. Для конечной 3D модели среднеквадратическое отклонение между гравитационными полями составило $0,044 \text{ мГал}$ (Рисунок 1). Относительно гравитационного поля, начальная 3D модель плотности была улучшена в 164 раза. В результате анализа полученной 3D модели закартированы две разуплотненные зоны, приуроченные к техногенным газонасыщенным резервуарам (Рисунок 2). На основании полученной 3D модели плотности, результатов анализа керна и с использованием известных петрофизических зависимостей была рассчитана 3D модель текущей газонасыщенности резервуаров Олышывского ПХГ (Рисунок 3). В пределах двух выделенных техногенных резервуаров рассчитан объем газа. В качестве независимой оценки использованы результаты моделирования методом Монте-Карло (Рисунок 4). Исходя из проведенных расчетов в пределах двух новых закартированных техногенных резервуаров с вероятностью P50 вмещается $82,4 \%$ балансового количества газа ПХГ.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Проведенные исследования обеспечили картирование двух новых отдельных техногенных резервуаров, куда произошел переток части газа из основного резервуара Ольшывского ПХГ. Создана 3D модель текущей газонасыщенности и рассчитанный объем газа в пределах выделенных резервуаров. Для добычи остаточных запасов газа из закартированных техногенных резервуаров предложено произвести капитальный ремонт эксплуатационной скважины, расположенной в пределах контура северного техногенного резервуара, а также бурение трех новых эксплуатационных скважин.

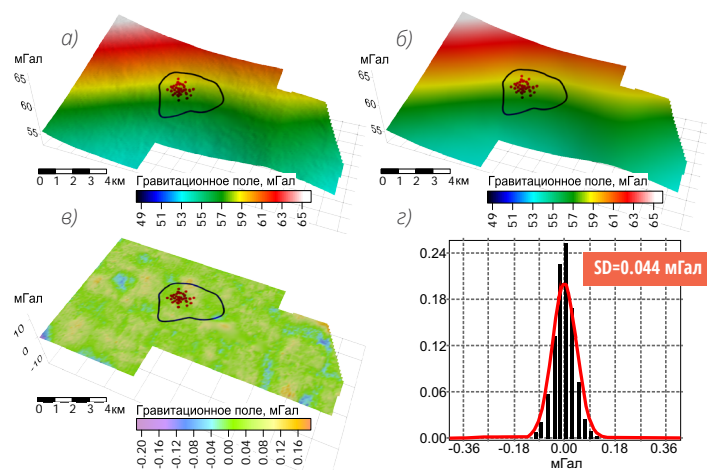


Рисунок 1. Измеренное (а) и рассчитанное от конечной модели (б) гравитационные поля, отклонение между ними (в) и гистограмма распределения отклонения (г)

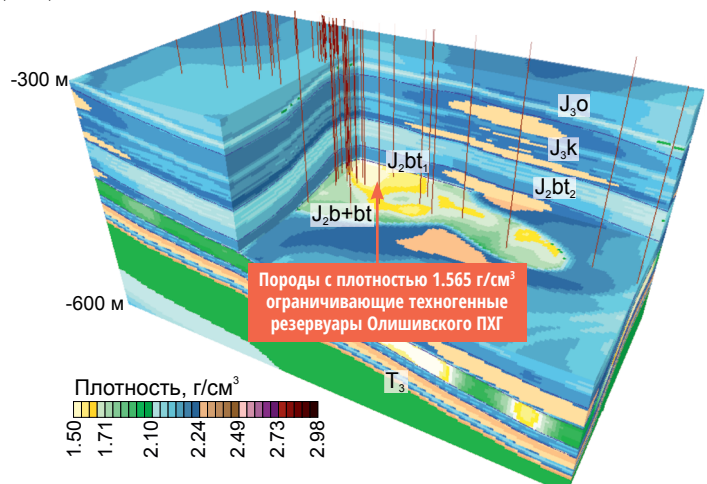


Рисунок 2. Техногенные резервуары в 3D модели плотности Олишिवского ПХГ как объемные тела с плотностью $>1.565 \text{ г/см}^3$

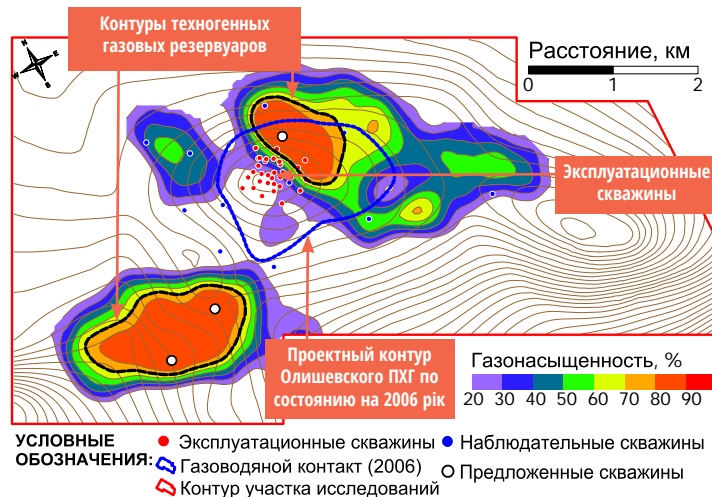


Рисунок 3. Газонасыщенность бат-байосских песчаников Олишвицкого ПХГ и контуры техногенных газовых резервуаров, установленные по значению критической газонасыщенности 70% по состоянию на 2017 г.

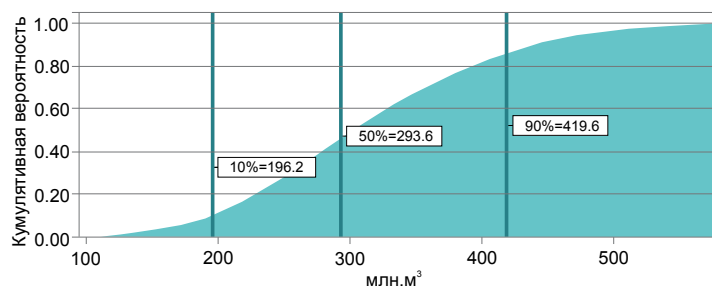


Рисунок 4. Запасы газа в техногенных резервуарах по результатам моделирования методом Монте-Карло