

## ОПТИМИЗАЦИЯ АЛГОРИТМА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА В ВОДОНОСНОМ ПЛАСТЕ

Одной из проблем при моделировании подземных хранилищ газа (ПХГ) в водоносном пласте является пространственная неоднородность распределения скважинных данных. Традиционно применяемые методы геологического моделирования, в современной их программной реализации, имеют ряд ограничений, затрудняющих автоматизацию процесса моделирования объектов ПХГ. В статье рассмотрен оптимизированный алгоритм геологического моделирования ПХГ, сочетающий лучшие черты существующих методов, позволяющий учесть неоднородность распределения скважинных данных.

*Ключевые слова:* подземное хранение/хранилище газа, моделирование, детерминированный и стохастический подходы, вариограмма, ко-кригинг.

Традиционными проблемами при моделировании подземных хранилищ газа (ПХГ) является пространственная неоднородность распределения скважинных данных, зачастую осложнённая плохой сопоставимостью и невысоким качеством исходных материалов, и малый объём или отсутствие сейсмических и других дополнительных данных. В то же время, задачи расчета технологических режимов эксплуатации ПХГ, контроль возможных потерь газа из объекта хранения, предъявляют достаточно жёсткие требования к качеству геологической модели. Для обеспечения данных требований важно, помимо использования качественной петрофизической модели, построение достоверного пространственного распределения свойств пласта. Это, в свою очередь, требует выработки методики моделирования, наиболее полно и достоверно отображающей имеющуюся информацию по объекту. Рассмотрим разработку такой методики на примере одного из российских ПХГ в водоносном пласте.

В ходе работ по созданию трёхмерной геологической модели данного ПХГ предусматривалось построение параметрической модели, характеризующейся количественными параметрами: пористостью и проницаемостью. Исходя из вертикальной изменчивости свойств, пласт-коллектор был разбит для моделирования на три зоны: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Разбиение на зоны является эффективным методом моделирования мощных расчленённых толщ. Идея метода заключается в принятии границы повсеместно распространённого реперного пропластка за границу зоны, выделении нескольких таких зон, а затем построению параметрической модели отдельно внутри каждой из них. Благодаря данному подходу становится возможным задать для каждой зоны в зависимости от расчленённости её разреза оптимальное количество ячеек параметрической модели, применить для каждой из зон собственные, наиболее оптимальные именно для неё параметры параметрического моделирования, снизить ошибки автоматизированного протягивания пропластков, сохранить контрастность параметров на границе зон. Недостатком метода является увеличение трудоёмкости моделирования из-за необходимости отбивки вручную границ всех зон, этим же объясняется нерациональность избыточного дробле-

ния пласта на зоны. В то же время, разумное применение зонального подхода приводит к общему повышению качества модели.

Особенностью площадного распределения скважин на данном ПХГ (характерной и для других ПХГ в водоносном пласте) является их значительная концентрация в центральной части при сильной разрежённости в краевых частях. Этот факт, помимо литологической неоднородности пласта-коллектора, определил выбранную методику моделирования.

При моделировании геологических объектов существуют два основных подхода: детерминистическое моделирование, отображающее одно, наиболее вероятное, распределение свойств, и стохастическое моделирование – позволяющее построить несколько равновероятных реализаций свойства, сохранив его первоначальное распределение.

И тот и другой метод, в современной их программной реализации, имеют ряд ограничений. Попытки обойти ограничения автоматизированных методов, используя ручную работу, весьма трудоёмки и способны внести в модель ошибки, вызванные субъективными взглядами специалиста. Для того чтобы обойти большую часть имеющихся ограничений, максимально полно используя автоматизированные процессы, для рассматриваемого ПХГ была разработана специальная методика моделирования, приемлемая также и для других объектов с неравномерной изученностью. Рассмотрим эту методику на примере построения модели пористости.

Первоначально было построено усреднённое по мощности площадное распределение пористости по данным всех скважин. Несмотря на отдельные локальные отклонения, в распределении значений наблюдались общие закономерности, прослеживающиеся на больших расстояниях. Наличие площадных закономерностей было необходимо в дальнейшем учесть при выборе метода моделирования.

Стохастическое моделирование позволяет сохранить исходное распределение численных значений свойств, однако применяемое в чистом виде, не передаёт общих пространственных закономерностей.

Использование детерминированных алгоритмов позво-

ляет описать закономерности, наблюдаемые на значительных расстояниях, прослеживаемые по ряду скважин интервалы интерпретируются как линзы и пропластки. В то же время, метод может быть недостаточно корректен на небольших расстояниях; при большой мощности и изменчивости моделируемого пласта возможно принятие ошибочных решений о связанности/разделённости отдельных его пропластков. Из-за этого данные по ряду скважин представляются как уникальные, в результате чего возникают структуры типа «бычий глаз».

Оптимальным представляется использование стохастического метода, одновременно учитывающее закономерности, выявляемые детерминистическим моделированием. Для реализации данного подхода первоначально было построено детерминированное распределение свойств методом Moving Average в модификации Inverse Distance Quadrupled без учёта анизотропии среды. Нижняя и верхняя величины пористости в результирующем распределении были заданы граничными значениями исходного распределения, частота встречаемости которых превышала или была равна 5 %. Метод Moving Average является простым способом предварительной оценки распределения свойств, во многих случаях он оказывается предпочтительным из-за своей низкой ресурсоёмкости и корректности получаемого распределения (Гарайшин и др., 2007; Темиргалеев и др., 2008).

Таким образом, было построено распределение наиболее вероятных значений пористости для пласта, достаточно достоверно соединяющее значения в удалённых точках, но ещё недостаточно достоверное при малых дистанциях между скважинами, что характерно для центральной части ПХГ (Рис. 1). Для получения более точной модели, полученное распределение было использовано как дополнительный входной параметр ко-кригинга, при построении распределения стохастическим методом.

Чтобы уточняющее действие стохастического метода

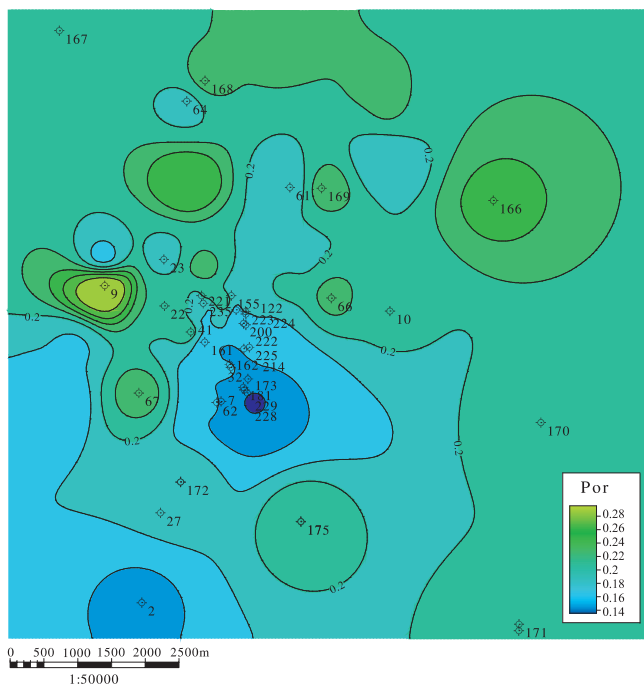


Рис. 1. Распределение пористости (проекция осредненного значения в ячейках на горизонтальную поверхность), построенное методом Moving Average.

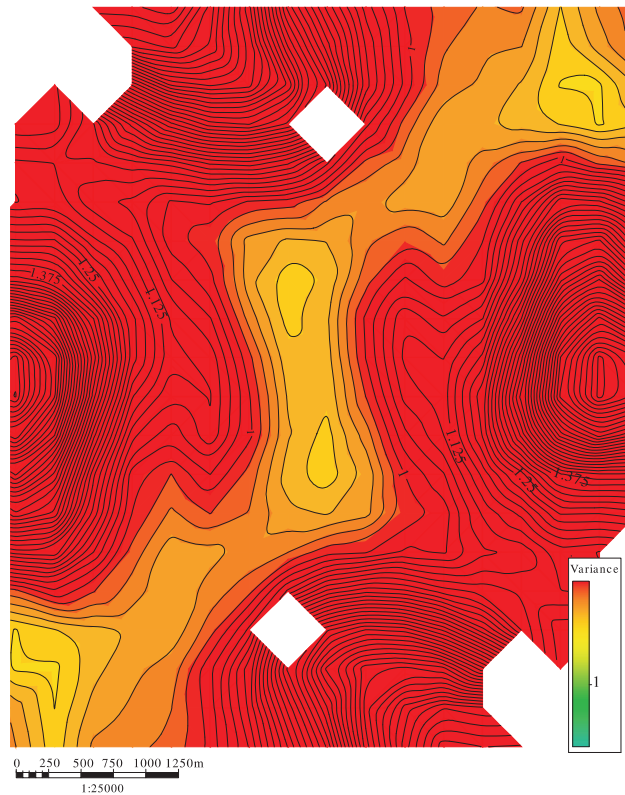


Рис. 2. Карта вариограммы для верхней зоны пласта-коллектора.

работало в зоне наибольшего сгущения скважин и не нарушало закономерностей, выявленных детерминистическим методом, был выбран предельный радиус вариограммы равный половине наибольшего расстояния между скважинами центральной части ПХГ. Затем, для каждой из зон

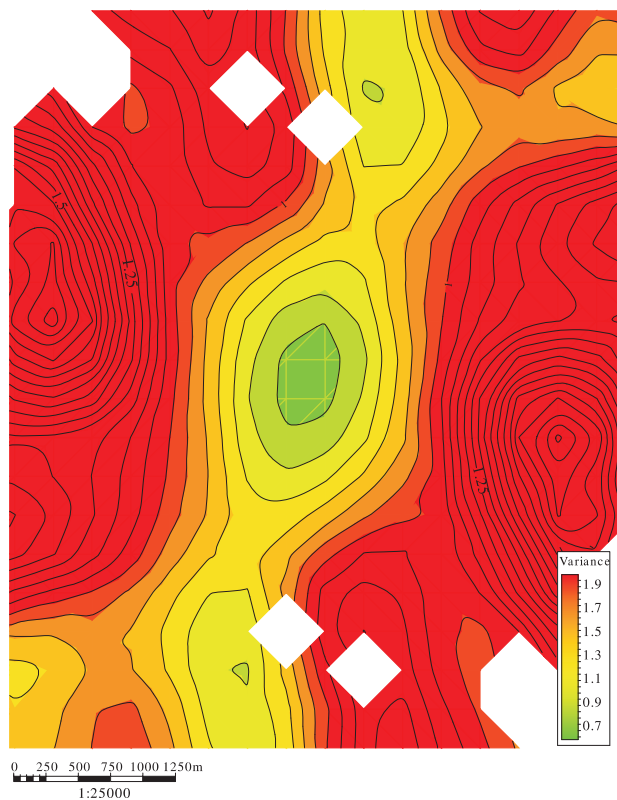


Рис. 3. Карта вариограммы для средней зоны пласта-коллектора.

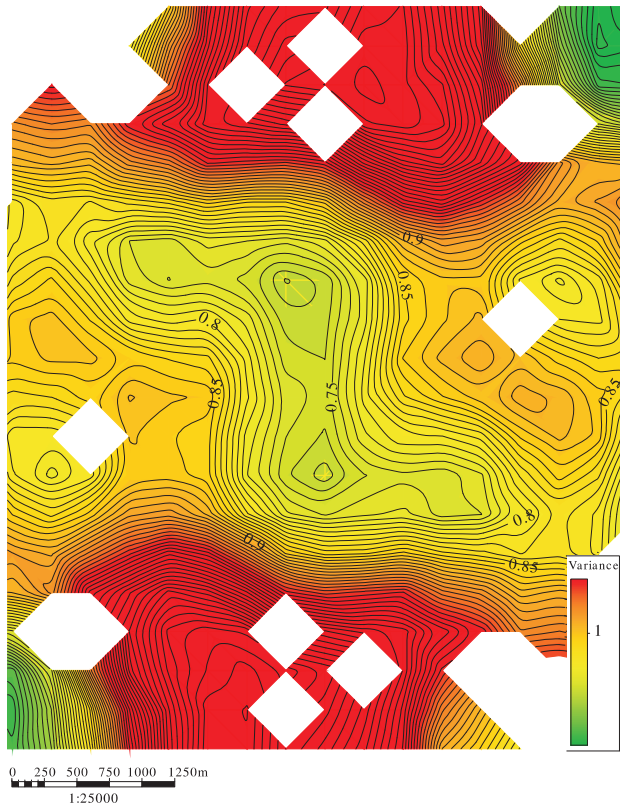


Рис. 4. Карта вариограммы для нижней зоны пласта-коллектора.

пласта была построена карта вариограммы (Рис. 2, 3, 4), позволяющая оценить изменчивость свойств в зависимости от направления. Каждая точка на этой карте даёт значение вариограммы, соответствующее расстоянию и направлению, которые эта точка имеет относительно центра карты (Дюбрул, 2002). Далее, учитывая предельный радиус вариограммы, фактическая вариограмма была аппроксимирована трёхосным эллипсоидом, длины горизонтальных осей которого и угол большой оси были заданы при стохастическом моделировании.

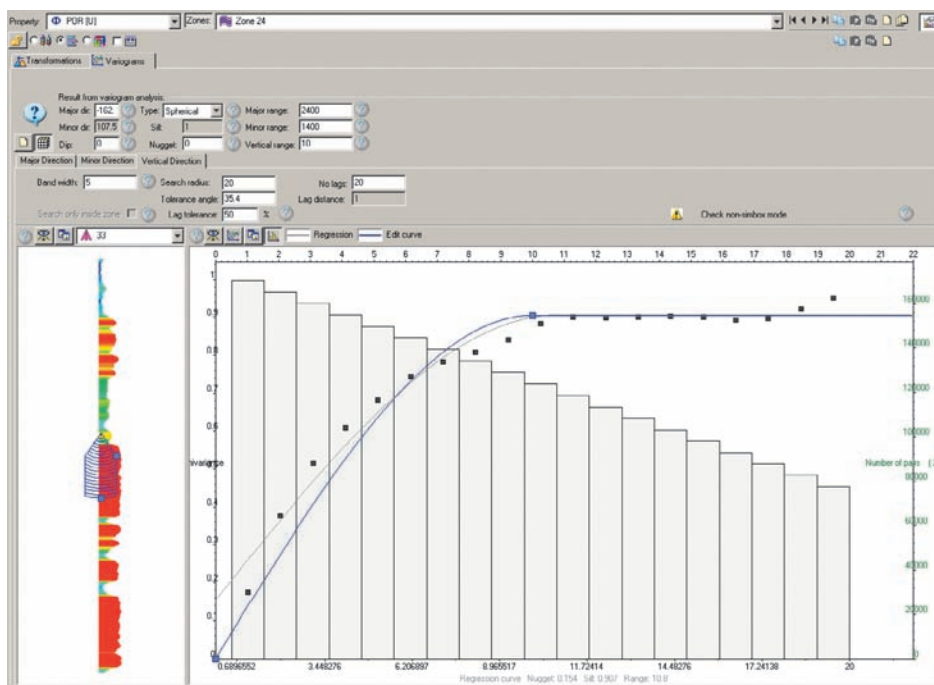


Рис. 5. Подбор радиуса вертикальной оси модельной вариограммы в модуле Data Analysis.

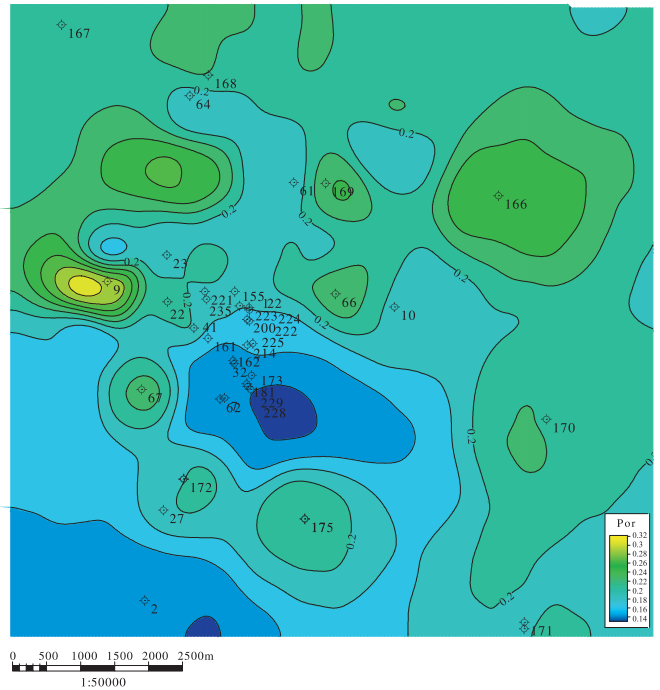


Рис. 6. Полученное распределение пористости (проекция осредненного значения в ячейках на горизонтальную поверхность).

Для нахождения длины малой, вертикальной оси эллипсоида был использован модуль Data Analysis. Размер шага при поиске был задан равным высоте ячейки модели, затем для определения длины оси был найден радиус эллипса модельной вариограммы, который также затем был использован при стохастическом моделировании. Высота вертикальных ячеек модели каждой зоны была задана изначально в каркасной модели на основании изменчивости свойств по разрезу.

Пример подбора вертикального ранга показан на рис. 5. Для построения базовой модели пласта-коллектора, исходя из описанного выше алгоритма подбора модельной вариограммы, были приняты следующие параметры моделирования:

- для верхней зоны использовалась экспоненциальная вариограмма с радиусом большой оси 2700 м, малой – 1200 м, вертикальной – 12 ячеек и азимутом большой оси 167 градусов, с нулевым эффектом самородков;
- для средней зоны использовалась экспоненциальная вариограмма с радиусом большой оси 2400 м, малой – 1400 м, вертикальной – 10 ячеек и азимутом большой оси 17,5 градусов, с нулевым эффектом самородков;
- для нижней зоны использовалась экспоненциальная вариограмма с радиусом большой оси 2100 м, малой – 800 м, вертикальной – 12 ячеек и азимутом большой оси 167 градусов, с нулевым эффектом самородков.

Для проведения стохастическо-

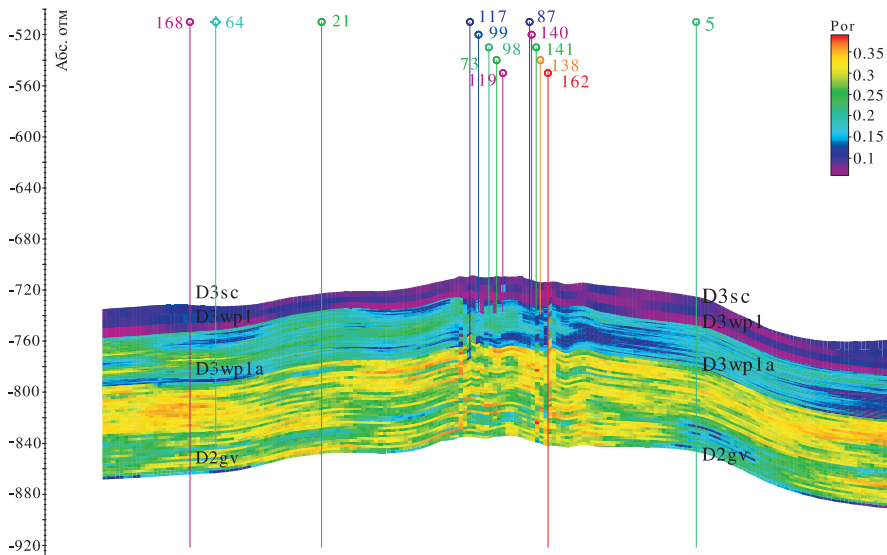


Рис. 7. Характер распределения пористости пород в разрезе пласта-коллектора.

го моделирования для каждой зоны были заданы приведённые выше параметры, а в качестве свойства для проведения ко-кригинга – распределение, полученное ранее методом Moving Average.

Следует отметить, что при данном подходе достоверность получаемой модели во многом определяется совершенством алгоритма, используемого для построения

общей закономерности распределения данных. Из инструментов присутствующих в большинстве пакетов геологического моделирования, один из лучших результатов даёт метод Moving Average с плавным законом затухания, либо, если нет возможности применить его – Кригинг с радиусом влияния, превосходящим по размеру моделируемый объект, однако и их результаты не во всех случаях бывают оптимальны.

Методами решения данной проблемы может быть использование более совершенных алгоритмов построения общей закономерности распределения данных (успешно применяются и продолжают совершенствоваться алгоритмы на основе байесовского распознавания и нейросетевых технологий, весьма хороших результатов при геологическом моделировании ПХГ удалось добиться используя математический аппарат нелинейной марковской статистики (Исхаков и др., 2008)), либо, если нет возможности замены алгоритмической базы – жёсткий контроль и корректировка промежуточных результатов.

Проведённая проверка базовой модели показала, что автоматические методы, при имеющемся на моделируе-

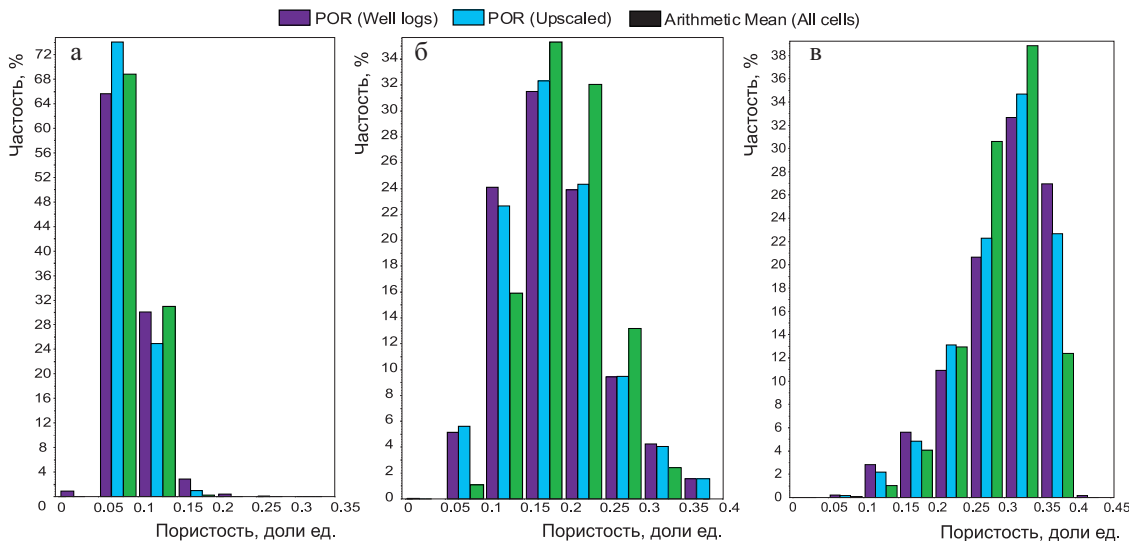


Рис. 8. Гистограмма пористости пород верхней зоны (а), средней зоны (б) и нижней зоны (в) пласта-коллектора по исходным скважинным данным (Well logs), по скважинным данным, перемасштабированным на ячейки модели (Upscaled) и по данным в ячейках итоговой модели (All cells).

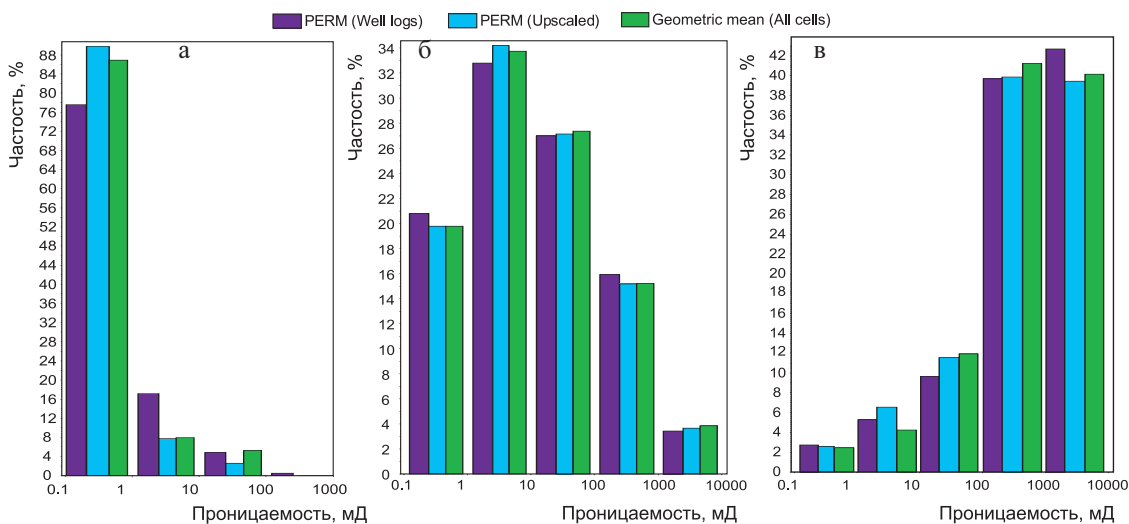


Рис. 9. Гистограмма проницаемости пород верхней зоны (а), средней зоны (б) и нижней зоны (в) пласта-коллектора по исходным скважинным данным (Well logs), по скважинным данным, перемасштабированным на ячейки модели (Upscaled) и по данным в ячейках итоговой модели (All cells).

мом ПХГ распределении свойств, в заданных условиях не способны в полной мере достоверно выделить тонкие прослои, прослеживаемые по отдельным скважинам. Для автоматизации построения таких прослоев, высота оси модельной вариограммы принудительно уменьшалась до двух высот ячеек, принятых в модели. Таким образом, были приняты следующие значения:

- для верхней зоны, представленной слабо изменчивыми глинистыми отложениями, ячейки равны порядка 5 м, в связи с этим вертикальный ранг взят 10 м;
- для средней зоны толщина ячейки составляет 1 м, в связи с этим вертикальный ранг взят 2 м;
- для нижней зоны толщина ячейки составляет 2 м, в связи с этим вертикальный ранг взят 5 м.

Полученный результат позволил выделить тонкие прослои, не исказив общего распределения свойств и не внеся значимых ошибок.

Для каждой зоны было построено 5 равновероятных реализаций распределения свойства, которые были осреднены для уменьшения индивидуального вклада каждой из них.

Полученная модель свойств повторно была проверена как по площади, так и по разрезу и только затем принята в качестве итоговой (Рис. 6, 7).

Итоговая модель отображает как локальные неоднородности пласта, так и общие закономерности, присущие ему; она корректна как в центральной, хорошо изученной части хранилища, так и в краевой, слабоизученной.

Для проведения количественной оценки построенной модели для каждой из зон были сопоставлены распределения пористости и проницаемости пород по исходным скважинным данным (*Well logs*), по скважинным данным, перемасштабированным на ячейки модели (*Upscaled*), и по данным в ячейках итоговой модели (*All cells*) (Рис. 8, 9).

Из представленных гистограмм видно, что характер распределения пористости и проницаемости (распределение проницаемости было получено по аналогичной методике) не изменен в процессе осреднения и моделирования. По пористости отмечается уменьшение интервала разброса данных в процессе моделирования, что связано с исключением крайних минимальных и максимальных значений. По проницаемости сходимость распределений модельных значений с исходными данными еще более тесная.

Близость распределения исходных, перемасштабированных и модельных данных говорит о достаточной дифференциации пластов на слои и о правильности выбранных алгоритмов при моделировании свойств.

Таким образом, с максимально полным использованием автоматизированных процедур была построена геологическая модель, достаточно достоверная как в геологическом отношении, так и в характере распределения значений. Поскольку усложнение алгоритма построения модели было незначительным, в то время как качество полученной модели заметно повысилось, предложенный метод можно охарактеризовать, как достаточно эффективный. Он может применяться и в дальнейшем при моделировании геологических объектов со схожими свойствами. Несмотря на то, что данная работа выполнялась в программном комплексе Petrel, сам метод построения является полностью переносимым и может быть воспроизведе-

ён в любом пакете геологического моделирования при наличии в нём сходной функциональности.

## Литература

Гарайшин А.С., Кан В.Е., Исаева Н.А. Геолого-технологическая модель ПХГ, проектируемого на Арбузовской площади. *Мат-лы тех. сов.: «Обеспечение промышленной безопасности объектов подземного хранения газа ОАО «Газпром»*. Москва: ООО «ИРЦ Газпром». 2007.

Дюбрал О. Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных. *Сб. тез. докладов конф. EAGE*. 2002.

Исхаков А.Я., Матушкин М.Б., Темиргалеев Р.Г., Черников А.Г., Моделирование изменчивости свойств породного массива на основе нечётких Марковских последовательностей. *Сб. мат-ов конф.: «Подземное хранение газа. Полвека в России: опыт и перспективы»*. Москва: ООО «ВНИИГАЗ». 2008.

Темиргалеев Р.Г., Исхаков А.Я., Черников А.Г., Кан В.Е., Гришин А.В., Биргерс Э. Опыт моделирования сложнопостроенного геологического объекта ПХГ, созданного в водоносном пласте. *Сб. мат-ов конф.: «Подземное хранение газа. Полвека в России: опыт и перспективы»*. Москва: ООО «ВНИИГАЗ». 2008.

## A.Yu. Degtarev, A.Ya. Iskhakov, V.E. Kan. Optimization of geological modeling algorithm for underground gas storage in aquifers.

Spatial heterogeneity of distribution well data is one of the problems in modeling of underground gas storages (UGS) in aquifer. Traditionally, in modern program realization applied methods of geological modeling have a number of the restrictions complicated with automation of process of modeling UGS objects. In the article the optimized algorithm of geological modeling UGS is considered. This method combines the best features of existing methods and allows take into consideration the heterogeneity of distribution well data.

*Keywords:* UGS (Underground Gas Storage), modeling, deterministic and stochastic approach, variogram, co-kriging.

### Антон Юрьевич Дегтерёв

младший научный сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Научные интересы: математическое моделирование, геоинформационные технологии.

142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495)355-90-72.



### Альберт Яковлевич Исхаков

заместитель директора Центра ПХГ ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Научные интересы: вопросы подземного хранения газа, разработка новых технологий ПХГ.

142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495)355-60-96.



### Вера Енсуновна Кан

к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Научные интересы: геологическое моделирование.

142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область.

