

Геофизика и технология разработки коллектора

Усовершенствованные методы адаптации модели: приложение для случая сложного месторождения. Advanced history matching solutions: an integrated field case application

Mathieu Feraille¹ и Frederic Roggero² of Institut Français du Pétrole (IFP) и Leandro Reis³ из Petrobras (Petrobras) представляют новаторскую интегрированную методологию для ограниченных стохастических резервуарных 3D моделей по скважинным и промысловым данным.

Предлагаемый в этой статье подход дает возможность для адаптации комплексных резервуарных моделей путем полного обновления процесса имитационного моделирования. Чтобы модифицировать и непосредственно геостатистическую модель, и параметры имитационного моделирования флюидного потока в одном цикле инверсии, использовались усовершенствованные методы параметризации.

Представлено успешное применение к случаю реального месторождения, расположенного на акватории Бразилии. Чтобы одновременно обновить геостатистическую литофациальную модель и имитационную модель флюидного потока, полный процесс имитационного моделирования был интегрирован в общий исторически согласованный цикл. Вычислением целевой функции было количественно оценено несоответствие между имитированными данными и данными реального дебита. Автоматизированное историческое согласование выполнено по параметрам, оказывающим самое сильное влияние. Для обновления геостатистической реализации в мелком масштабе в процессе адаптации модели был применен метод последовательной деформации (GDM).

В настоящее время в помощь пользователям для ускорения процедуры адаптации модели и улучшения качества прогнозирования дебита скважины предлагается вполне надежное и обоснованное решение, базирующееся на этой методологии. Метод CONDORFlow следует классической процедуре адаптации модели, которая имеет тенденцию выполнять итерации только по динамическим резервуарным параметрам: CONDORFlow согласует все ненадежные параметры через процесс имитационного моделирования от геостатистического моделирования до имитационного моделирования флюидного потока (рис. 2). В случае, когда геостатистическое имитационное моделирование оказывает сильное влияние на поведение флюидного потока, CONDORFlow обеспечивает эффективное решение, основанное на методе последовательной деформации (GDM), чтобы получить геостатистическую реализацию с ограничениями, которая после приведения к единому масштабу и имитационного моделирования согласует промысловые данные.

Методология интегрированной адаптации модели

В настоящее время все чаще и чаще используются методы, способствующие адаптации модели. Их польза уже продемонстрирована для практических случаев, особенно, когда требуется гибкая параметризация резервуарной модели (Silva Flavia, 2005).

Эта статья представляет применение такой методологии в случае реального месторождения для интегрированного процесса имитационного моделирования с ограничениями по скважинным и эксплуатационным данным. Основные этапы этой методологии кратко изложены ниже:

- Выстроена последовательность действий, чтобы соединить в одном процессе имитационного моделирования геологическую модель, метод сведения к одному масштабу и модель флюидного потока.

- Определена целевая функция (OF), основанная на формуле наименьших квадратов с весами, чтобы определить несогласованность между результатами имитационного моделирования и эксплуатационными данными. В нашем случае OF включает поверхностные нефтяные показатели (QOS, качество эксплуатации), данные обводненности (FW) и данные давления (Pr) для всех продуктивных скважин.

- Возможные параметры, которые должны быть оптимизированы, отобраны в процессе имитационного моделирования. Эти параметры выбраны с учетом информации о резервуаре и их предполагаемой неопределенности.

- На основании экспериментальной методики проектирования и методики поверхности отклика из числа возможных параметров идентифицируются параметры, оказывающие решающее влияние.

- Процесс исторического согласования выполнен с самыми важными параметрами. Градиентный алгоритм оптимизации дает возможность итерационно обновлять весь процесс имитационного моделирования.

Благодаря GDM (Hu, 2000 и Roggero, 1998) геостатистические реализации могут быть получены с ограничениями. GDM позволяет проводить непрерывные преобразования первичной реализации модели при соблюдении всех ее свойств. Это преобразование основано на объединении нескольких независимых реализаций с весом, определяемым параметрами последовательной деформации. Процесс инверсии контролируется этими параметрами и обеспечивает глобальное или локальное преобразования реализаций модели.

Описание месторождения PBR и процесс имитационного моделирования.

Резервуар PBR является реальным нефтяным месторождением, расположенным на акватории Бразилии. Резервуар разрабатывался 34 нефтяными продуктивными скважинами и 13 скважинами закачивания воды. Продолжительность истории эксплуатации 15 лет. Эксплуатация началась в 1979 г. В течение первых пяти лет месторождение было выработано. Закачка воды для поддержания давления началась в апреле 1984 г.

¹ mathieu.feraille@ifp.fr.

² frederic.roggero@ifp.fr.

³ leandro.reis@petrobras.com.br.

Геофизика и технология разработки коллектора

Резервуар PBR состоит из трех генетических комплексов: высшего качества, среднего и низкосортного. Границы между комплексами являются эрозийными поверхностями. Их реперные поверхности являются кровлей резервуара для комплексов высшего и среднего качества и границей комплекса низкосортного качества. Установлены четыре литофации. Фации LT-1 и LT-2 состоят из песчаника и имеют хорошие резервуарные свойства. Фации LT-3 и LT-4 включают глины и глинистые известняки и относятся к нерезервуарным зонам. Последовательность действий при моделировании резервуара (Reis, 2000) целиком объединена в единый процесс имитационного моделирования от создания геостатистической модели литофаций до имитационного моделирования флюидного потока (рис. 1).

Геостатистическая литофациальная модель

Чтобы получить соответствующие модели литофаций, для генетических комплексов выполнены три различные геостатистические имитационные модели. Для имитационного моделирования используется нестационарный метод усеченного распределения Гаусса. В этом методе сначала формируется реализация случайной функции с распределением Гаусса (GRF), а затем эта функция обрезается пороговыми функциями, полученными по количественным соотношениям литофаций. Для каждого комплекса эти соотношения нестационарные. Они получаются в результате кригинга показателей литофациальных скважинных данных, чтобы ограничить геостатистическую модель по скважинным фациальным данным. Пороговые функции контролируют генеральный тренд, в то время как GRF создает флуктуации пространственного распределения литофаций. Для формирования GRF используется алгоритм FFT-MA (Le Ravalec, 2000). Этот метод сначала создает гауссовский белый шум, а затем накладывает на него структуру вариограмм.

Это позволяет применить GDM (Hu, 2001) для непрерывного изменения литофациальной реализации при соблюдении свойств вариограмм. Процесс постепенной деформации контролируется числом параметров, определенным пользователем. Более того, GDM

обеспечивает региональные или локальные преобразования литофациальной реализации.

Мелкомасштабная модель

Чтобы полностью описать геологическую модель на мелкомасштабной расчётной стратиграфической сетке, литофациальная модель определяется петрофизическими свойствами. Петрофизические свойства для каждой фации оценены, используя скважинный керновый материал, каротажные диаграммы и данные скважинного опробования по скважинам P02, P1 5, P45 и P47. Степень неопределенности границ проницаемости определяется ограничением петрофизических параметров по данным скважинного опробования (метод Welgem) для серии фиксированных резервуарных моделей.

Для каждого из четырех скважинных опробований создано пять различных геостатистических литофациальных реализаций. Чтобы согласовать данные скважинного опробования, для каждой реализации были оптимизированы петрофизические параметры. Используя эти результаты, была определена проницаемость для каждой фации. Значения пористости получены по данным скважинного каротажа и анализу каротажных диаграмм.

Модель резервуара

Мелкомасштабная модель была приведена к единому масштабу группированием двух ячеек в горизонтальном направлении и осреднением по восьми ячейкам в вертикальном направлении. Грубая резервуарная сеть определяется 66×36 ячейками в горизонтальной плоскости и 20 слоями в вертикальной направлении. Мощность каждой ячейки пропорциональна мощности резервуара. Петрофизические свойства приведены к единому масштабу, используя арифметическое значение пористости и метод перенормировки для горизонтальной и вертикальной проницаемости. Имитационная модель флюидного потока выполнена, используя имитационную модель резервуара с нефтяным флюидом. Вся оставшаяся информация (данные продуктивности, PVT и др.) базируется на предыдущих исследованиях. В модели флюидного потока дебит нефти ограничивается установленным производственным заданием.

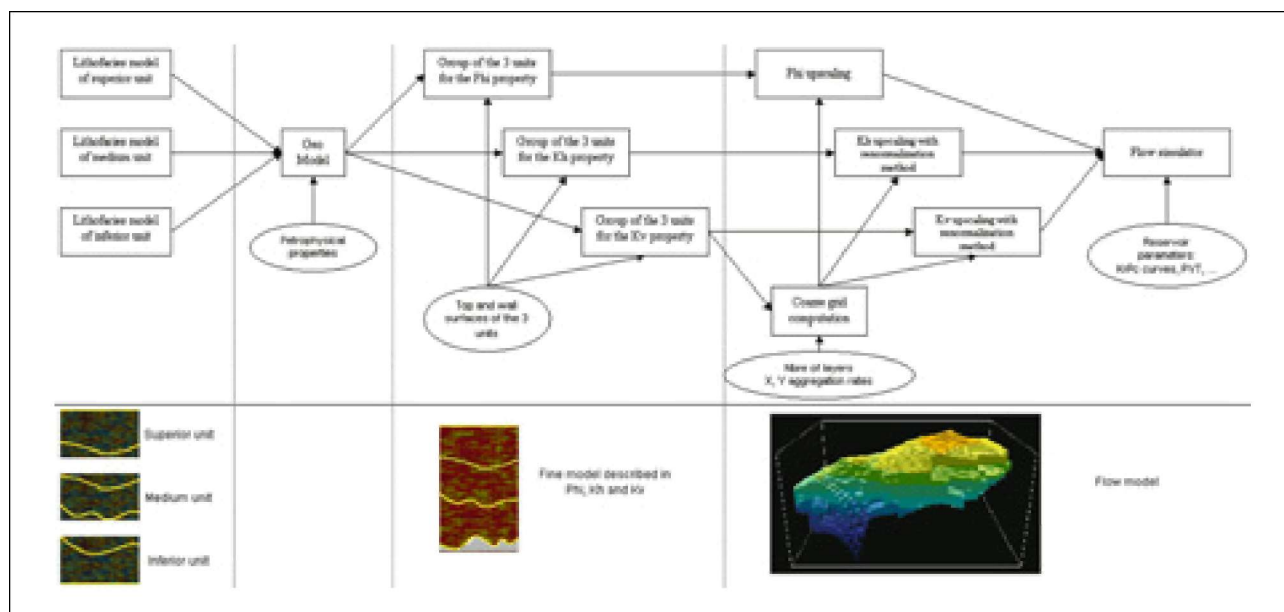


Рисунок 1 *Схема процесса имитационного моделирования.*

Геофизика и технология разработки коллектора

Определение потенциальных параметров для оптимизации

В качестве потенциальных параметров для оптимизации были выбраны двенадцать детерминированных параметров и девять геостатистических параметров, связанных с GDM. Они описаны ниже:

- Распределение неоднородности играет важную роль в перемещении флюида в резервуаре. GRF контролирует флуктуации пространственного литофациального распределения. Следовательно, параметры, связанные с GRF, могут быть потенциально важными, оказывающими решающее влияние. Мы определили радиусы корреляции в главном и вертикальном направлении анизотропии (соответственно Colm and Colv) в качестве потенциальных параметров. Их минимальное и максимальное значения закреплены произвольно, поскольку доступно очень мало данных. Для исследования точности семейство значений для второго направления анизотропии (Cols) было получено из главного семейства значений, используя постоянное соотношение: $Col_s = 0.83 \times Col_m$. Более того, параметры последовательной деформации, которые дают возможность плавно изменять фациальные реализации, также определены как потенциальные параметры. Для каждого генетического комплекса рассмотрены три параметра общей последовательной деформации, предполагающие комбинацию четырех моделей реализации.
- Проницаемость и отношение фаций K_v/K_h ($Kh1 - Kh4$ и $K_vKh1 - K_vKh4$) от 1 до 4 являются неопределенными и потенциально могут оказывать решающее влияние. Пределы этих параметров определены, используя интерпретацию данных скважинного опробования.
- Мы имеем неопределенность в отношении кривой относительной проницаемости. По этой причине

конечная точка Krowm и коэффициент Corey gw отображены в качестве потенциальных параметров. Они выбраны так, что включают в себя исходные кривые Krow and Krg.

Идентификация параметров, оказывающих решающее влияние

Процесс инверсии может предъявлять непомерно высокие требования к расходованию процессорного времени (CPU), когда число параметров велико. Следовательно, есть прямой смысл в оптимизации только тех параметров, которые оказывают реальное влияние на согласование, а не просто потенциальные. Мы надеемся определить из числа потенциальных параметров те, которые реально оказывают влияние на результаты имитационного моделирования. Чтобы определить эти параметры, было проведено исследование чувствительности целевой функции по отношению к 12 детерминированным параметрам.

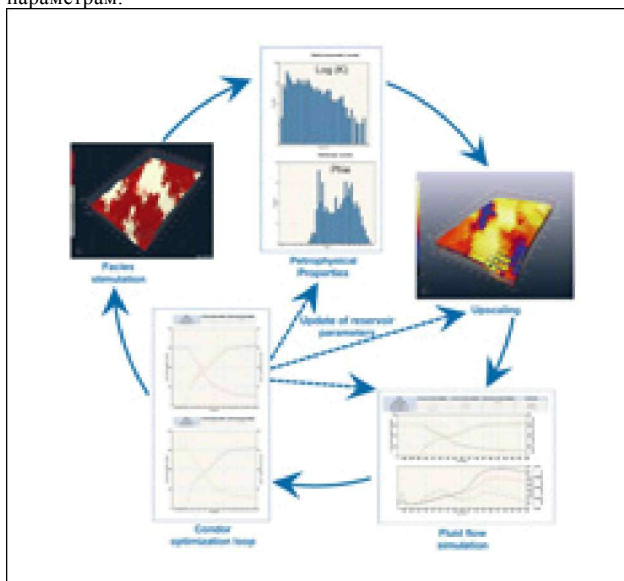


Рисунок 2 Процесс имитационного моделирования и схема процесса исторического согласования.

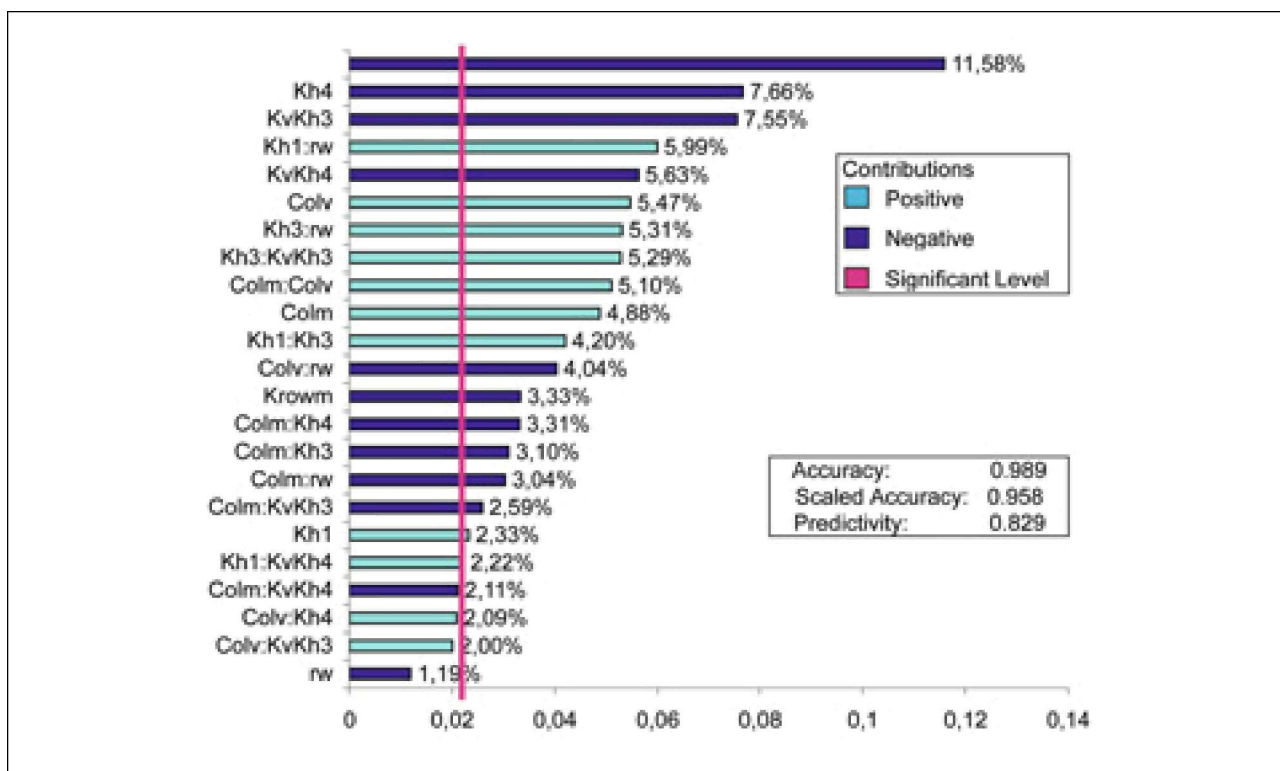


Рисунок 3 Диаграмма Pareto относительного влияния потенциальных параметров на отклик целевой функции.

Геофизика и технология разработки коллектора

Исследование чувствительности основано на методе планирования эксперимента и методике поверхности отклика (Feraill, 2003). Метод планирования использовал частичный факторный эксперимент и состоял из 32 имитационных моделей для 12 потенциальных параметров. 32 имитационные модели были одновременно запущены на нескольких компьютерах. Была построена линейная модель, включающая члены, ответственные за взаимодействие (модель поверхности отклика), которая согласовывалась со значениями целевой функции, полученными по имитационному моделированию. Затем, используя эту модель поверхности отклика, было проведено исследование чувствительности для идентификации параметров, оказывающих решающее влияние. Чтобы проанализировать относительное влияние каждого параметра и его взаимодействие с откликом, была построена диаграмма Парето. Параметры, оказывающие решающее влияние на OF, были определены с помощью диаграммы Парето (рис. 3). Восемь следующих параметров, упорядоченных по степени уменьшения их влияния, были такими: Kh3, Kh4, KvKh3, KvKh4, Colv, Colm, Krowm и Kh1.

Вероятно, что несогласованность резервуара сильно связана со значениями горизонтальной и вертикальной проницаемости фаций низкого резервуарного качества. Следовательно, присутствие барьеров для горизонтальной проницаемости является возможным объяснением несогласованности между результатами имитационного моделирования и измерениями.

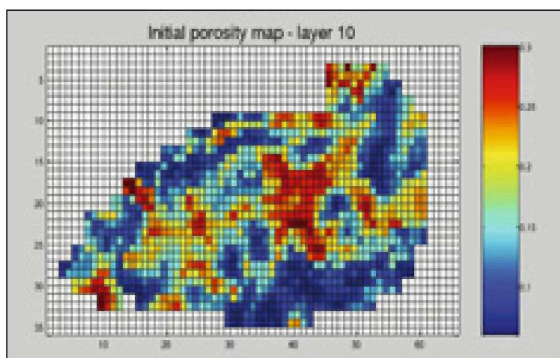


Рисунок 4 Исходная карта пористости резервуара (слой 10).

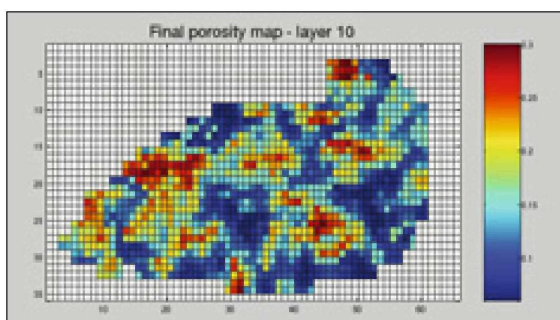


Рисунок 5 Результативная карта пористости резервуара (слой 10).

Было также исследовано влияние пространственного литофациального распределения, которое оценено через параметры последовательной деформации. Десять имитационных моделей с той же сетью детерминированных параметров были запущены с различными исходными реализациями GRF. Полученные различные значения целевой функции показали, что пространственное литофациальное распределение оказывает решающее влияние на согласованность.

Следующим этапом является оптимизация параметров, оказывающих наибольшее влияние в процессе исторического согласования.

Процесс адаптации модели

На этом этапе параметры, которые должны быть оптимизированы, представлены восемью самыми значимыми детерминированными параметрами и девятью параметрами последовательной деформации.

Для проведения процесса адаптации модели использован алгоритм градиентной оптимизации. Этот алгоритм позволил нам оптимизировать детерминированные параметры и параметры последовательной деформации в едином процессе. Когда включены параметры последовательной деформации, процедура оптимизации повторяется для обновления комбинированных реализаций, чтобы увеличить исследуемое пространство реализаций. Первая оптимизация позволяет нам найти реализацию с ограничениями, которая может быть использована в качестве стартовой для новой оптимизации. Сопоставлены различные методики исторического согласования:

- Одноэтапная: детерминированные параметры и параметры последовательной деформации оптимизируются одновременно.
- Двухэтапная: сначала оптимизируются детерминированные параметры, а затем используется метод последовательной деформации, чтобы ограничить фациальную реализацию.

Обе методики дают приблизительно одинаковую результативную целевую функцию, но вторая методика почти в два раза быстрее, чем первая. В связи с этим, ниже описываются результаты, полученные при использовании двухэтапной методики.

Результативное значение целевой функции получено после приблизительно 100 реализаций. Эффект оптимизации параметров последовательной деформации можно видеть на рис. 4 и 5. Эти рисунки представляют первичную и результативную карты пористости резервуарного слоя 10 в масштабе имитационной модели флюидного потока (т.е. после приведения к единому масштабу). Распределение пористости непосредственно связано с литофациальным распределением, так как значения пористости связаны с каждой литофацией. Основное преимущество GDM заключается в том, что геологические параметры, такие как скважинные данные и свойства вариограмм, сохраняются, даже если реализация калиброванной модели очень отличается от первичной реализации.

Эволюция целевой функции в процессе исторического согласования показана на рис. 6 для всех рассматриваемых реализаций. Отметим, что увеличение значений целевой функции является следствием дополнительных реализаций, автоматически проведенных, чтобы оценить градиенты имитационного моделирования или выполнить «линейный поиск» в направлении градиента. Согласованная модель связана с последней реализацией.

В конце процесса исторического согласования имитированные значения QOS и Pr очень близки к измеренным значениям для всех скважин. Несогласованность заключается в FW для некоторых скважин, расположенных в основном в южной части резервуара (рис. 7), что объясняет, почему окончательное значение целевой функции остается высоким. Трудность воспроизведения динамического поведения может привести нас, в частности, к переоценке гипотез исходного моделирования и проверке, может ли быть объяснена наблюдаемая обводненность отсутствием такой структуры в резервуаре, как разлом или водоносный горизонт.

Геофизика и технология разработки коллектора

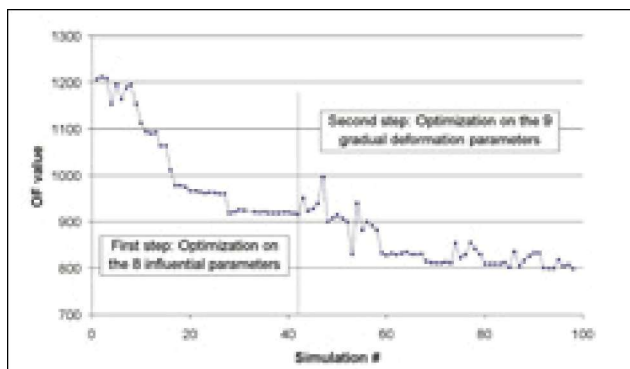


Рисунок 6 Эволюция целевой функции в течение процесса исторического согласования (вторая методика).

Частичные результаты процесса адаптации модели представлены для свойств QOS и FW для скважин P30 (рис. 8) и P07 (рис. 9). Для каждого рисунка первая диаграмма связана с исходной моделью, вторая с моделью после первого этапа, а третья с моделью в конце процесса исторического согласования. Эти результаты показали, что оба этапа оптимизации вносят вклад в улучшение согласования. Значительное улучшение получено после оптимизации восьми «классических» параметров. Однако, пример, представленный на рис. 9, четко показал, что данные обводненности не могут быть полностью объяснены реализацией фиксированной модели. Для этой скважины оптимизация параметров последовательной деформации значительно улучшает результаты. В этом случае было необходимо укрупнение мелкомасштабной геологической модели, чтобы проконтролировать распределение неоднородности, соответствующее информации по динамике.

Последние результаты также показали, что лучшие результаты в согласовании могут быть получены, используя гибкость локального GDM (Gervais, 2007). Чтобы, в частности, выполнить последовательные деформации и улучшить, когда это необходимо, слабо согласованные скважины, резервуар может быть разделен на области. Более того, универсальность предложенной последовательности действий позволяет пользователям обновить другие параметры, включенные в геостатистическую имитационную модель, такие как общие фациальные свойства.

Выводы

Эта статья представляет интегрированную методологию для ограниченных трехмерных стохастических резервуарных моделей по скважинным данным и истории эксплуатации, а также успешное применение ее в случае реального нефтяного месторождения PBR.

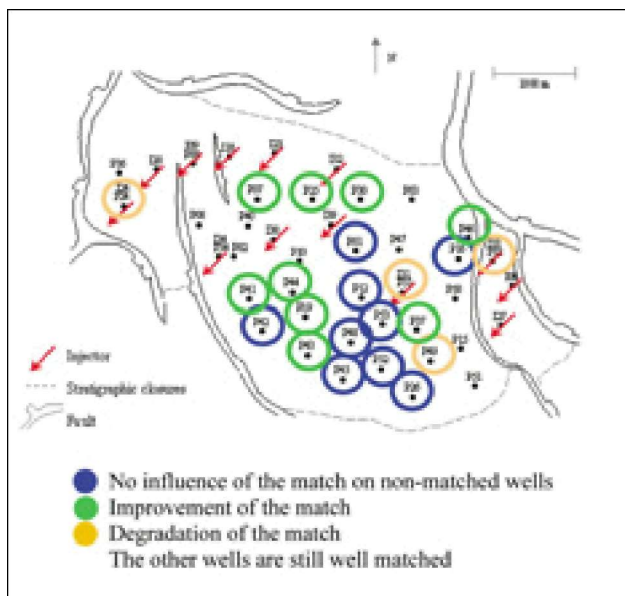


Рисунок 7 Влияние исторического согласования на свойства FW.

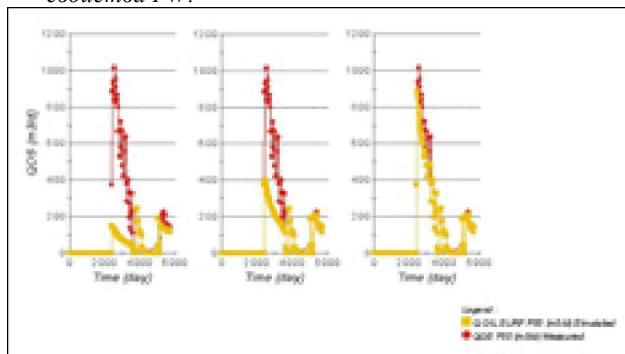


Рисунок 8 Эволюция QOS для скважины P30 в течение процесса исторического согласования.

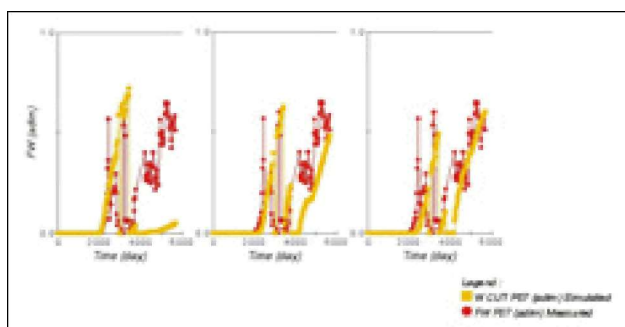


Рисунок 9 Эволюция QOS для скважины P07 в течение процесса исторического согласования.

Последовательность выполняемых действий в модели резервуара PBR полностью интегрирована в едином процессе имитационного моделирования от построения геостатистической литофациальной модели до имитационного моделирования флюидного потока. Чтобы оценить несогласованность между результатами имитационного моделирования и историей разработки месторождения, была определена общая резервуарная целевая функция. Она была использована, чтобы лучше проанализировать результаты в целом или в частности.

Геофизика и технология разработки коллектора

Результаты, полученные для случая сложного реального нефтяного месторождения, показали возможности этой методологии для объединения геологической и динамической информации и получения более достоверных прогнозов продуктивности.

В качестве перспективы новое программное обеспечение CONDORFlow может в настоящее время помочь эффективно использовать предлагаемую методологию в системных задачах. CONDORFlow, следовательно, может быть использовано для построения последовательности действий при имитационном моделировании от геологической модели к резервуарной. Оно предоставляет геостатистические алгоритмы, а также направлено на применение программного обеспечения совместно с коммерческими комплексами моделирования (GOCAD, Petrel, etc.) и совместно с любыми программами моделирования резервуара (PUMAFLOW, Eclipse, и т.д.). Историческое согласование может быть выполнено посредством оптимизации любого параметра в пределах последовательности выполняемых действий, или, используя GDM для реализации модели с ограничениями. Более того, некоторые функциональные возможности помогают пользователю управлять последовательностью действий при имитационном моделировании, оптимизировать параметры резервуара и анализировать исторически согласованные результаты в удобных для пользователя обстоятельствах.

Благодарности

Авторы благодарят Petrobras за обеспечение реальным массивом данных и разрешение опубликовать эту статью. CONDORFlow в настоящее время выставлено на продажу и поддержано Beicip-Franlab.

Литература

Feraille, M., Manceau, Zabalza-Mezghani, I., Roggero, F., Hu, L.Y., and Reis, L.C. (2003) Integration of dynamic data in a mature oil field reservoir model to reduce the uncertainty

on production forecasting. *AAPG Annual Meeting*. Extended abstract.

Gervais, V., Gautier, Y., Le Ravalec, M., and Roggero, F. [2007] History Matching Using Local Gradual Deformation. *Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition*. Paper SPE 107173.

Hu, L.Y. [2000] Gradual deformation and iterative calibration of Gaussian-related stochastic models. *Math. Geology*, 32, 1.

Hu, L.Y., Le Ravalec, M., and Blanc, G. [2001] Gradual deformation and iterative calibration of truncated Gaussian simulations. *Petroleum Geosciences*, 7, S25-S30.

Le Ravalec, M., Noetinger, B., and Hu, L.Y. [2000] The FFT moving average (FFT-MA) generator: An efficient numerical method for generating and conditioning Gaussian simulations. *Math. Geology*, 32, 6.

Reis, L.C., Hu, L.Y., de Marsily, G., and Eschard, R. [2000] Production data integration using a gradual deformation approach: application to an oil field (Offshore - Brazil). *SPE ATCE*. Paper SPE 63064.

Roggero, F. and Hu, L.Y. [1998] Gradual deformation of continuous geostatistical models for history-matching. *SPE ATCE*. Paper SPE 49004.

Silva, F.P.T., Rodrigues, J.R.P.; Paraizo, P.L.B.; Romeu, R.K., Peres, A. M. M., Oliveira, R. M., Pinto, L.A., and Maschio, C [2005]. Novel Ways of Parameterizing the History Matching Problem. *LACPEC*. Paper SPE 94875.