

Исследование влияния неполноты исходных данных при решении обратной задачи воспроизведения истории разработки нефтяного месторождения

Научный руководитель – Косяков Виталий Петрович

Маркелова Мария Романовна

Студент (бакалавр)

Тюменский государственный университет, Физико-технический институт, Тюмень,
Россия

E-mail: masha.m.33@mail.ru

Обратная задача воспроизведения истории разработки нефтяного месторождения заключается в восстановлении неизвестных или корректировке известных параметров моделируемого пласта для соответствия историческим показателям разработки. Как правило, прогнозирование показателей добычи углеводородов на основании моделей, при построении которых учитываются только данные геофизических исследований и исследований керна, не даёт достаточно точных результатов. При построении гидродинамических моделей необходимо учитывать фактические данные о разработке месторождения [1].

Для нефтяных месторождений часто возникает проблема неполноты данных. В большинстве случаев нехватка данных касается замеров давления, но для ряда объектов встречаются ситуации, когда значения дебитов на скважинах неизвестны, а известны лишь суммарные значения на кусте или многозабойной скважине. Это существенно усложняет задачу создания моделей, позволяющих прогнозировать параметры разработки месторождения.

В настоящей работе предлагается решение обратной задачи распределения добычи по скважинам при известном значении суммарной добычи по объекту разработки. На примере симметричного элемента разработки нефтяного месторождения (рисунок 1) с помощью однофазного двумерного гидродинамического симулятора, написанного на языке Julia, была решена прямая задача моделирования процесса разработки [2]. Расчёт проводится на синтетическом пласте. Параметры разработки (расходы жидкости, давления), полученные в результате моделирования, выступали в качестве эталонных значений.

В начале при заданных суммарных расходах на системах сбора и начальном пластовом давлении, а также при заданном начальном приближении проницаемости пласта и коэффициентов продуктивности скважин, на симуляторе рассчитываются расходы на каждой скважине, забойные давления на отдельных скважинах, средние забойные давления по системе сбора и пластовые давления во всех ячейках пласта. Далее с помощью оптимизационного алгоритма рассчитываются проницаемость пласта и коэффициенты продуктивности скважин, которые наилучшим образом согласуются с заданными показателями разработки. Найденные параметры учитываются при определении дебитов на скважинах, подключенных к системе сбора, а также забойных и пластовых.

Точность настройки модели зависит от числа итераций оптимизационного алгоритма, объема исходных данных и разнообразности режимов работы скважин. Если в качестве настраиваемого параметра выступает пластовое давление, то метрика качества $MARE = 2.4\%$ на тестовой выборке. Если оптимизатор минимизирует ошибку по пластовым давлениям и расходам, то на тестовой выборке $MARE = 5.7\%$

Таким образом, модель позволяет находить оптимальные проницаемости и коэффициенты продуктивности скважин и, используя данные параметры, рассчитывать забойные давления и расходы на каждой скважине, а также пластовые давления в каждой ячейке пласта.

Источники и литература

- 1) Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П. Обратные задачи по идентификации параметров пласта (задачи history matching) // Актуальные проблемы нефти и газа. - М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2018. - № 2(21). - С. 27.
- 2) Kosyakov, V. P. Investigation of the Influence of Weight Coefficients in Solving the Problem of Permeability Identification for an Oil Field / V. P. Kosyakov // Lobachevskii Journal of Mathematics. – 2023. – Т. 44, № 5. – С. 1721-1727. – DOI 10.1134/S1995080223050360. – EDN GJXDDH.

Иллюстрации

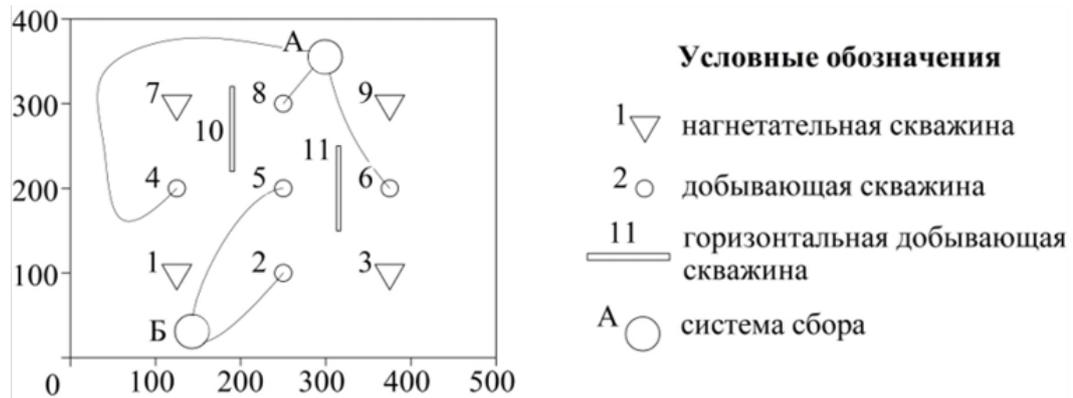


Рис. : Схема пласта. Масштаб в условных единицах