

Таблица 2

Полученные значения градиента давления от эксцентриситета ЦЛК

	Эксцентриситет	0	0,1	0,4	0,5	0,9	1
dP/dZ , Па/м	МКП 168/60,3	667,936	655,327	609,227	583,007	485,104	462,909
	МКП 168/73	843,742	833,162	769,595	736,481	605,264	577,377

По вышеприведённым расчетам можно сделать следующие выводы:

- градиент давления при концентричном расположении труб будет всегда выше, чем при эксцентричном положении и чем больше эксцентриситет, тем меньше потери давления.
- большей чувствительностью обладает КЛК с большим коэффициентом соотношения диаметров труб, так как при изменении эксцентриситета идет изменение геометрического параметра трения в большей степени.
- если не учитывать эксцентриситет и соотношение диаметров труб, а учитывать только концепцию введения гидравлического диаметра, в большинстве случаев расчет потерь давления будет ошибочным.

По результатам, полученным в PIPESIM по корреляции Грэя, можно сказать, что при ЦЛК меньшего диаметра будут меньше потери давления, поэтому стоит использовать меньший диаметр НКТ в технологии КЛК. При наличии эксцентриситета, потери давления будут меньше, в случае абсолютной эксцентричности (таблица 2), для МКП 168/60,3 они будут меньше на 30,7 %, а для МКП 168/73, меньше на 31,6 %.

Литература

1. Брилл, Д.П. Многофазный поток в скважинах / Д.П. Брилл; Дж. П. Брилл, Х. Мукерджи; пер. с англ. Ю.В. Русских; под ред. М.Н. Кравченко. – Ижевск: Ин-т компьютерных исслед., 2006. – 384 с.
2. Schlumberger PIPESIM [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.slb.ru/sis/pipesim/ (дата обращения 16.03.22).
3. Kabir C.S. and Hasan, A.R.: Performance of a Two-Phase Gas/Liquid Model in Vertical Wells [Text] / J. Pet. Sci & Eng. (1990) 4, 273.
4. Gunn D.J., Darling C.W.W.: Fluid Flow and Energy Losses in Non-Circular Conduits [Text] / Trans., AIChE (1963) 41, 163.

АНАЛИЗ РАБОТЫ ГЕНЕТИЧЕСКИХ АЛГОРИТМОВ ПРИ ПОСТРОЕНИИ АДАПТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Шакиров Е.М.

Научный руководитель доцент И.В. Матвеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В данной статье рассматривается степень влияния дизъюнктивных дислокаций на геологическое строение палеозойских отложений в условиях Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Ключевые слова: адаптация, генетический алгоритм, гидродинамическое моделирование.

В настоящее время моделирование повсеместно распространено при изучении различных объектов и последующем прогнозировании их характеристик. Геологические и гидродинамические модели находят широкое применение в нефтегазовой отрасли при разработке месторождений углеводородов. Моделирование месторождения также включает процесс адаптации, заключающийся в итеративной автоподстройке параметров модели в соответствии с историческими данными. На данный момент проекта GDHM (hydrodynamic modeling with history matching) решает задачу реализации автоматизированной адаптации гидродинамических моделей, обеспечивающей контроль геологической обоснованности на всей площади рассматриваемого месторождения и позволяющей оценивать возможные риски.

Таким образом, целью данной работы является анализ работы генетического алгоритма, встроенного в программное обеспечение Petrel, для получения оптимизационных моделей месторождения.

Автоматизированная адаптация учитывает геологические параметры неопределенности, к которым относят структурные (количество, проводимость, расположение и направление распространения дизъюнктивных нарушений) и петрофизические (границы изменения зависимостей пористости, проницаемости, насыщенности, степеней Кори). Скорость адаптации зависит от количества переменных, присутствующих в различных неопределенностях, а также от необходимого уровня адаптации. Высокая скорость адаптации гидродинамической модели возможна при рассмотрении большого спектра определенных заранее зависимостей, обладающих существенным влиянием на динамику процессов, происходящих в пласте в процессе его разработки, а также набора геологических и петрофизических неопределенностей. Границы зависимостей определяются по входным данным, к которым обычно относят исторические значения каротажей скважин и керна в скважинах-аналогах.

При адаптации выполняется сравнение рассчитанных по модели значений эксплуатации скважин и соответствующих реальных данных. При этом сравнение характеризуется величиной целевой функции. В общем случае целевая функция является математическим выражением, определяющим качество некоего параметра объекта. При работе с петрофизическими значениями определяется разницей между расчетными и историческими данными, реализующейся по методу наименьших квадратов.

Построение детальных геологических и гидродинамических моделей производится в специализированном программном продукте, к которым относится Petrel компании Schlumberger. Программное обеспечение Petrel позволяет экстраполировать исторические данные по скважинам на площадь межскважинного пространства данного месторождения, тем самым создается геологически обоснованная модель с рассчитанными параметрами пласта и залежи.

Порядок выполнения определенных расчетов для построения геологической и гидродинамической модели определяется workflow, под которой понимается система графически отображающегося списка задач, поставленных перед программой и выполняющиеся в определенной последовательности. Для анализа работы генетического алгоритма была проанализирована работа генетического алгоритма на базе существующего workflow проекта GDHM. В данной работе целевая функция складывалась из суммы данных по работе скважины, таких как: дебит нефти (OPR), дебит воды (WPR), скорость закачки воды (WIR) и забойное давление (BHP).

На рисунке 1 приведен график зависимости целевых функций данных забойного давления от дебита нефти. Фронт Парето отображает такое состояние системы, при котором достигнуто лучшие значения для каждого показателя. Таким образом, дальнейшее улучшение одного из показателя приведет к ухудшению другого. В данном случае, красная область линии Парето-фронта показывает наиболее эффективные данные.

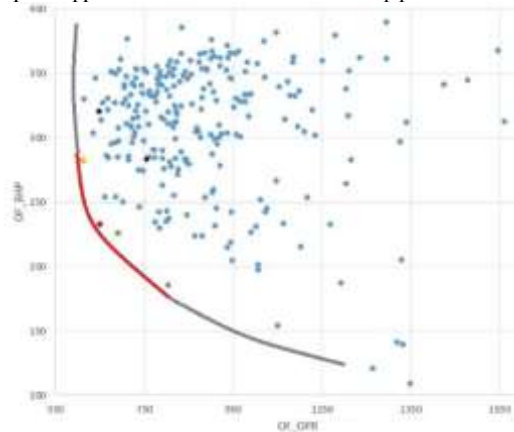


Рис. 1. Отображение Парето-фронта

Задачей оптимизационного алгоритма является минимизация целевой функции. На рисунке 2 в столбце «OF sum» приведены данные результаты расчетов целевой функции. Разумеется, можно предложить, что наилучшие результаты решения целевой функции всей системы будут соответствовать зоне красной линии из рисунка 1. По снижению значений целевой функции (рис. 2) можно судить о положительном отклике системы на заданный алгоритм.

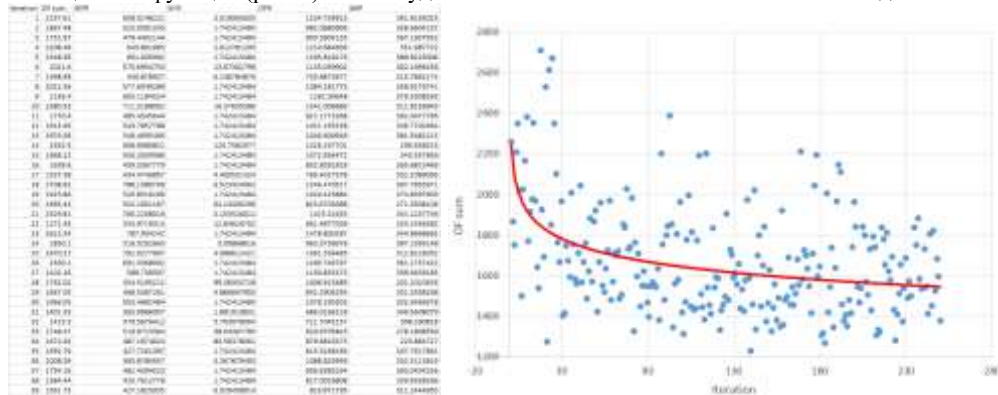


Рис. 2. Полученные при автоматизированной адаптации данные Парето-фронта

Более наглядно результат работы оптимизационного алгоритма можно отметить на графике 2(б), на котором отображен результат работы автоматизированной адаптации используемой секторной модели. В ходе адаптации всего было произведено 250 итераций. При увеличении количества итераций уменьшается величина целевой функции, что отражается в выпрямлении линии тренда. Таким образом можно сказать, что в последних расчетах было достигнуто минимальное значение целевой функции и, тем самым, адаптация модели произведена успешно.

В ходе данной работы были изучены основные принципы работы генетических алгоритмов и суть работы машинного обучения. Изучение программного продукта Petrel позволило оперативно взаимодействовать с данными по месторождениям и анализировать результаты работы генетических алгоритмов при решении задачи адаптации геологической модели.

На практике в настоящий момент геологическое моделирование широко распространено и используется как инструмент анализа и прогнозирования геологических характеристик пласта на этапе разработки нефтяных и газовых месторождений. Геолого-гидродинамическое моделирование позволяет учесть большое количество факторов при фильтрации флюида из пласта, что позволяет принимать наиболее аргументированные решения.

Литература

1. Вороновский Г. К. Генетические алгоритмы, искусственные нейронные сети и проблемы виртуальной реальности. [Текст] / Г. К. Вороновский и др. // – 1997. – С. 1-36.

2. Докучаева А. Н. Сокращение трудоемкости статистического имитационного моделирования с применением расслоенной выборки и выборки по методу "Латинский гиперкуб" // Интеллектуальные системы, управление и мехатроника [Текст] / А.Н. Докучаева // – 2018. – С. 117-121.

ВЛИЯНИЕ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ. БОРЬБА С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНИСТЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ

Шилов А.А.

Научный руководитель доцент М.С Турбаков

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Развитие нефтегазовой промышленности в настоящий момент обуславливается системой проблем при разработке месторождений.

Получение и подготовка нефти осложняются в связи с наличием асфальтосмолопарафиновых отложений.

Месторождения, находящиеся в поздней стадии разработки, обуславливаются ухудшением их структуры, повышением доли трудно извлекаемых запасов флюидов, обводнением пластов и скважин.

Наличие асфальтосмолопарафиновых отложений является серьезной проблемой при добыче парафинистой нефти, так как происходит снижение производительности насосов и многого оборудования.

Формирование асфальтосмолопарафиновых отложений внутри труб и в проточной части оборудования является следствием снижения дебита и отбора нефти, уменьшения межремонтного периода работы скважины.

Проблема борьбы с наличием асфальтосмолопарафиновых отложений, несмотря на большое количество методов противодействия с ними, остается одной из наиболее важных в нефтедобывающей отрасли и еще далека от ее решения.

Асфальтосмолопарафиновые отложения - не представляют собой простую смесь асфальтенов, смол и парафинов, а являются сложной совокупностью с ядром из асфальтенов и сорбционно - сольватным слоем из нефтяных смол.

В состав асфальтосмолистых веществ входят такие вещества, как сера, кислород, азот и металлы (железо, магний, никель, кальций, молибден, медь, хром и др.). Асфальтосмолистые вещества представляют собой сложное гетероциклическое соединение. Нафтеновые и ароматические соединения составляют до 97 % асфальтосмолистых веществ.

В зависимости от происхождения нефти и содержания в ней твердых углеводородов, состав асфальтосмолопарафиновых отложений может включать:

- асфальтены: 0,6 . . 75 %;
- серу: до 3 %;
- механические примеси: 0,8 . . 11 %;
- смолы: 4 . . 25 %;
- связанную нефть: до 55 %;
- воду: 0,5 – 5 %;
- парафины: 1 . . 75 %;

Процесс борьбы с асфальтосмолопарафинистыми отложениями подразумевает проведение работ по двум этапам.

Первый этап – замедление образования асфальтосмолопарафиновых отложений. Сюда входят следующие методы: химические (гидрофилизирующие агенты, депрессаторы), физические (действие электромагнитных полей), применение защитных покрытий.

Второй этап – удаление асфальтосмолопарафиновых отложений. Сюда входят механические методы (скребки), химические методы (растворители и так далее), тепловые методы (пропуск горячей жидкости или пара с возникновением экзотермических реакций).

Наиболее продуктивным, как показывает опыт, является первый этап – замедление образования отложений, так как при нем понижаются затраты на добычу и транспорт нефти, а также обеспечивается стабильная работа оборудования.

Химический метод является одним из наиболее рентабельных и выгодных способов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями. Этот метод имеет высокую эффективность, незамысловатую методику проведения работ, а также высокую продолжительность действия химических реагентов. В основе этого метода лежит принцип добавки химических веществ, понижающих, а иногда полностью предотвращающих образование отложений. В основе действия ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела фаз.

Следующий - физический метод - основывается на применении ультразвуковых и электромагнитных колебаний и радиочастотного резонансного возбуждения на необходимый слой, содержащий асфальтосмолопарафиновые отложения, а также может включать в себя обработку твердых плоскостей различными материалами (стекло, эмаль и так далее).

Третий - механический метод борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями – основан на попеременном удалении (очищении) с поверхности насосно-компрессорных труб отложений парафина. Для осуществления этого способа был создан определенный набор скребков различной формы и структуры, которые опускаются в трубы с помощью проволоки. Существуют скребки, которые крепятся на штанги, например, скребки - центраторы, жестко закрепляющиеся к телу штанги, между которыми располагаются подвижные скребки. Последние