

реагружении модели пласта от 25 до 10 МПа, относительный выход, закаченный жидкости, составляет 69,77 и 86 % соответственно для годов, растворе ПАА и сшитого раствора ПАА. Уменьшение проницаемости по нефти после инфильтрации воды и сшитого раствора ПАА соответственно составило 1,5 и 1,3 раза.

Используя релаксирующие жидкости, наряду с регулированием их физико-химических свойств, возможно значительно ослабить необратимые изменения в призабойной зоне пласта. Для глушения скважин рекомендуется закачивать 1,5+2 м³ раствора ПАА или ВУС на 1 пог.м. фильтра. Концентрация ПАА должна быть 0,3+0,4 % (в расчете на сухое вещество). ВУС приготавливается введением в раствор ПАА соли Cr₂(SO₄)³, и в расчет 0,04+0,05 кг на 1 м³ раствора. При этом следует иметь в виду, что индукционный период образования ВУС (время сшивания макромолекул (ПАА) при нормальной температуре длится 1,5-2 часа.

Пример. Проведения работ при консервации скважины, законченной бурением. Параметры скважины: продуктивный пласт песчаник с глинистыми пропластками; забой-2698 м; фильтр-2639+2651 м; пластовая температура – 341 К; пластовое давление-19,3 МПа; эксплуатационная колонна – 6. В качестве жидкости задавливания использовался ВУС объемом 35 м³. Технология приготовления ВУС следующая: в трех емкостях общим объемом 27 м³ приготавливали 0,4 % раствор ПАА, в одной емкости объемом 8 м³- водный раствор соли Cr₂(SO₄)³ концентрацией 0,20 кг/м³. Смешение компонентов производили через тройник, закачку вели двумя агрегатами при соотношений скоростей 3:1. Исходный объем ВУС продавливали глинистым раствором до фильтра через бурильные трубы, спущенные до нижних отверстий фильтра. Дальнейшие этапы консервации не отличались традиционного метода.

Процесс освоения данной скважины после 8-м месячной консервации прошел без всяких осложнений, и скважина вступила в эксплуатацию фонтанным способом с дебитом 25 т/сут нефти, что несколько выше среднего показателя для скважин, подвергнутых консервации на данном участке месторождения.

Литература

1. Мирзаджанзаде А.Х., Садыхзаде Э.С., Рамазанов Э.Э. Анализ технологических процессов при разработке морских нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Методическое руководство – Баку: Изд-во АТКЗ нефти и химии им.М.Азизбекова, Том II. 1983. – 117 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕНЕТИЧЕСКИХ АЛГОРИТМОВ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Новак М.В.

Научный руководитель инженер Д.В. Коношонкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время информационные технологии широко используются инженерами-разработчиками месторождений углеводородов в качестве помощи в принятии решений. Было выдвинуто предположение, что генетические алгоритмы (как один из оптимизационных методов машинного обучения) могут быть использованы в качестве такой помощи для оптимизации системы разработки. Для проверки данного предположения было решено создать синтетическую модель и применить на ней генетический алгоритм для получения оптимальной системы разработки (с точки зрения экономики).

Система разработки месторождений нефти и газа подразумевает под собой организацию движения нефти и газа к добывающим скважинам. В частности, под системой разработки месторождения часто понимают размещение скважин на эксплуатационном объекте, темп и порядок их ввода в работу. Во многом именно от выбора системы разработки месторождения зависит экономическая эффективность проекта разработки месторождения. [1]. Генетические алгоритмы – это семейство алгоритмов, основанных на эволюции живых существ, наблюдаемой в природе. Генетические алгоритмы способны решать задачи оптимизации, обучения и поиска, основываясь на принципе естественного отбора.

В генетических алгоритмах из всего пространства поиска выделяется некоторое множество точек этого пространства, которое в терминах генетики называется популяцией (см. рис. 1). Каждая особь популяции, потенциальное решение задачи, представляется хромосомой – структурой элементов (генов). На множестве решений определяется целевая функция, которая позволяет оценить близость каждой особи к оптимальному решению – способность к выживанию. Генетический алгоритм поиска решения заключается в моделировании эволюции подобной искусственной популяции. Популяция развивается от одного поколения к другому. Создание новых особей в процессе работы алгоритма происходит на основе моделирования процесса размножения. При этом особи, участвующие в процессе воспроизводства, называют родителями, а получившиеся в результате особи – потомками. В каждом поколении множество особей-потомков создается путем использования генов особей-родителей и с помощью мутаций – замены генов потомков на случайные (происходит с низкой вероятностью). [3]

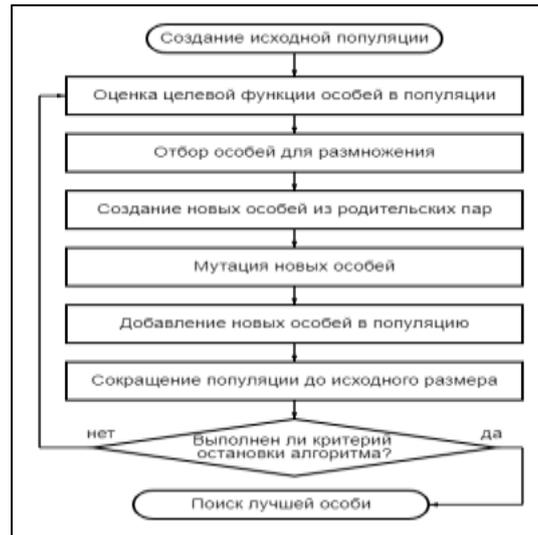


Рис. 1. Схема простого генетического алгоритма

Сам генетический алгоритм был только частью оптимизационной системы. Для проверки выдвинутого в начале предположения, была построена синтетическая гидродинамическая модель и синтетическая финансово-экономическая модель (рис. 2).

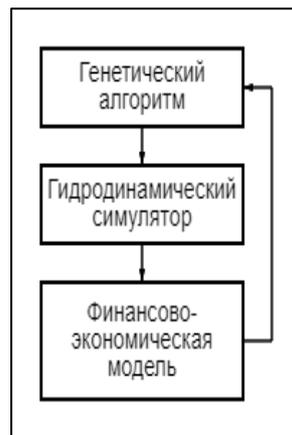


Рис. 2. Схема простого генетического алгоритма

Гидродинамическая модель была построена на основе простой геологической модели небольшого размера (с размером пять на пять километров в плане и с мощностью тридцать метров) с однородными свойствами, к которой были добавлены синтетические свойства флюидов (нефти и воды) и породы.

Финансово-экономическая модель имела в себе экономические параметры, необходимые для расчетов (курс доллара, цена нефти, капитальные и операционные затраты, налоги и так далее), и получала на вход профиль добычи нефти и информацию по мероприятиям, вызывающим затраты (бурение скважин).

Было решено, что целью генетического алгоритма будет нахождение оптимальной системы разработки месторождения. Оптимальной системой разработки было решено считать такую систему разработки, при которой чистая приведенная стоимость (NPV – net present value) будет максимальной.

В нашем случае популяция представляет собой набор систем разработки (особей) с различными параметрами системы разработки (генами) – расстояниями между скважинами, наличием, длинами и направлениями горизонтальных стволов и так далее. Каждой особи соответствует своя чистая приведенная стоимость, которая рассчитывается финансово-экономической моделью на основе результатов, полученных по результатам гидродинамического моделирования.

Для оценки эффективности работы алгоритма было решено сравнить результат его работы с результатом, основанным на применении метода Монте-Карло (случайный выбор параметров системы разработки) на одной и той же модели с тем же количеством расчетов, что и в генетическом алгоритме.

По результатам выполнения нескольких запусков генетического алгоритма и метода Монте-Карло, было выяснено, что при применении генетического алгоритма удавалось достичь значения чистой приведенной стоимости в среднем на 30 процентов выше, чем в методе Монте-Карло. При этом генетический алгоритм в 80 процентах случаев достигал максимально возможного значения чистой приведенной стоимости и всегда давал результаты лучше, чем применение метода Монте-Карло.

Таким образом, можно заключить, что генетические алгоритмы могут быть использованы для оптимизации системы разработки месторождений нефти и газа (как минимум в качестве помощи при принятии решений). Также работа по развитию полученного генетического алгоритма может быть продолжена – можно проводить анализ чувствительности алгоритма к различным его параметрам и тестировать алгоритм на более сложных моделях.

Литература

1. Бойко, В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. Учебник для вузов [Текст] / В. С. Бойко. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
2. Вирсански, Э. Генетические алгоритмы на Python: пер. с англ. А.А. Слинкина. [Текст] / Э. Вирсански. – М.: ДМК Пресс, 2020. – 286 с.
3. Скобцов, В. Ю. Интеллектуальный анализ данных: генетические алгоритмы: учебно-методического пособие. [Текст] / В. Ю. Скобцов. – Минск: БГУИР, 2018. – 92 с.

ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДИКИ ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Нурмаганбетова К.А., Хагай Д.Э.

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Снижение уровней добычи на нефтяных и газовых месторождениях Западной Сибири вынуждает активно вводить в разработку трудноизвлекаемые запасы, сосредоточенные в коллекторах с низкими фильтрационными свойствами. Разработка таких месторождений системами вертикальных скважин (ВС) может быть экономически нецелесообразна, а иногда невозможна, потому что общий объем запасов остается невовлеченным в промышленную разработку.

В таких условиях наиболее рациональным направлением для улучшения использования трудноизвлекаемых запасов является переход на систему разработки месторождений с использованием горизонтальных скважин (ГС). Скважины с горизонтальным окончанием имеют большую поверхность вскрытия пласта, большую площадь дренирования, а также уменьшают фильтрационное сопротивление в призабойной зоне [1].

Для наиболее точного определения запасов углеводородов в низкопроницаемых коллекторах, оценки возможности их вовлечения в разработку и обеспечения контроля за разработкой в первую очередь необходимо получение достоверной информации о продуктивном пласте-коллекторе, основным источником которой являются проводимые на скважинах газогидродинамические исследования (ГДИ) [3].

Классическим методом определения параметров не только призабойной зоны, но и продуктивного пласта является регистрация кривой восстановления давления (КВД) в период остановки скважины. Однако, для определения достоверных параметров удаленной зоны пласта регистрация КВД для ГС должна быть достаточно продолжительной для достижения позднего радиального режима течения. Проведение исследований методом КВД влечет за собой не только потери в добыче газа, связанные с остановками скважин, но и требует дополнительных затрат на проведение инструментальных замеров. В этом контексте весьма актуальным становится вопрос поиска альтернативных методов ГДИ, требующих меньших затрат, но при этом позволяющих получить параметры с той же достоверностью.

На сегодняшний день в связи с внедрением новых ресурсосберегающих технологий выполняется большой объем бурения и ввода в разработку ГС, оснащенных термоманометрическими системами (ТМС). Также наряду с ними внедряются системы дистанционного контроля (СДК), предназначенные для «online мониторинга» с целью контроля работы скважины, выполнения комплекса ГДИ, позволяющих получать информацию с высоким уровнем детализации пластов в режиме реального времени.

Анализ динамики (АД) по данным ТМС или «online мониторинга» является естественным дополнением к классическим методам ГДИ. Идея подобного анализа достаточно проста – в течении длительного времени прослеживается работа скважины и на основе полученных данных по анализу истории дебитов и забойного давления проводится оценка параметров пласта и скважины. Исследование проводится для определения текущего и потенциального объема дренирования скважин, гидро- и пьезопроводности пласта, межскважинного взаимодействия, типа и удаленности границ, восстановления истории пластового давления и продуктивности скважин, а также оценки определения фильтрационных свойств пласта без проведения дополнительных полевых операций [2, 4].

С целью определения возможности проведения ГДИ методом АД было проведено сравнение параметров, полученных в результате исследований методом КВД и АД на примере ГС №XXX с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП).

Из анализа истории записи давления и дебита по данной скважине с момента пуска в эксплуатацию можно выделить две длительных КВД, также весь временной промежуток может быть использован в качестве входных данных для АД (рис. 1).