

РЕФЕРАТ

«Компьютерное моделирование в нефтегазовом деле»

Содержание

Введение

1. Геологическое моделирование
2. Задачи эксплуатации геолого-технологических моделей
3. Информационные аспекты эксплуатации программного обеспечения
4. Конвертирование и загрузка полномасштабных моделей

Заключение

Список использованных источников

Введение

На современном этапе нефтегазовая отрасль вступает в завершающую стадию разработки, которые характеризуются множеством негативных явлений (падение пластового давления, обводнение скважин, образование "защемленных" запасов и т.п.). Большая часть запасов этих месторождений (более 50%) уже истощена, остаточные же относятся к трудноизвлекаемым запасам, но при этом они составляют значительную величину и могут превысить запасы многих вновь открытых месторождений.

Если учесть невысокую результативность геологических мероприятий последних лет и долю в общей добыче углеводородов крупнейших месторождений, эффективная доразработка месторождений-гигантов с максимально возможным извлечением углеводородного сырья, несомненно, является очень серьезной и актуальной задачей на сегодняшний день.

Решение этой задачи невозможно без полного знания всех геологических особенностей разрабатываемого объекта, которые играют основную роль в распределении запасов углеводородов на месторождении и характере их выработки. На сегодняшнем этапе развития геологической науки и компьютерных технологий появилась возможность комплексирования всей имеющейся геолого-геофизической и промысловой информации и ее интегрированного анализа с помощью цифрового трехмерного моделирования геологического строения месторождения.

В настоящее время имеется много удобных для моделирования пакетов программ, однако вопросы методики и технологии построения моделей остаются очень сложной инженерной задачей. Поэтому создание адекватных детализированных геологических моделей сложнопостроенных карбонатных резервуаров гигантских многозалежных месторождений углеводородного сырья является актуальной задачей, требующей глубокого предварительного научного анализа, систематизации большой информации и применения специально разработанных алгоритмов,

методик и технологий.

1. Геологическое моделирование

Построение трехмерных цифровых геологических моделей в настоящее время уже стало естественной составляющей технологических процессов обоснования бурения скважин и составления планов разработки месторождений углеводородов, включая оценку экономической эффективности предлагаемых геолого-технологических мероприятий. В значительной степени это связано с усложнением строения разрабатываемых месторождений и новыми технологиями добычи, например, бурением горизонтальных скважин.

Несмотря на богатые традиции геологической науки России построение трехмерных цифровых геологических моделей нефтяных и газовых месторождений является в нашей стране относительно молодым направлением в прикладной нефтегазовой геологии, возникнув и развиваясь около 20 лет.

Появление трехмерного геологического моделирования как самостоятельного направления оказалось возможным вследствие следующих основных факторов:

- развития смежных областей геологического и геофизического знания - обработки и интерпретации 3D-сейморазведки;
- разработки математических принципов и алгоритмов трехмерного моделирования;
- появления достаточно мощных компьютеров и рабочих станций, позволяющих выполнять сложные математические расчеты с достаточным быстродействием и визуализацией результатов;
- накопления обширного опыта двумерного геологического моделирования, подсчета запасов и нефтегазопромысловый геологии.
- разработки коммерческих программ, обеспечивающих цикл построения трехмерных моделей (загрузка, корреляция, картопостроение, построение кубов ФЕС, визуализация, анализ данных, выдача графики и др.);

Таким образом, начало работ по трехмерному геологическому моделированию в России естественным образом связано с появлением на рынке в 1993-94 годах и началом продаж программ Stratamodel (Landmark), IRAP RMS (Smedvig Technologist), несколько позже - 3D-Property (Shlumberger). Широкомасштабные продажи пакетов трехмерного моделирования начались в 1996-97 годах.

В настоящее время пакет Stratamodel используется весьма ограниченно, фирма Shlumberger распространяет пакет Petrel, пришедший на смену 3D-Property, пакет IRAP RMS распространяется компанией Roxar - преемником Smedvig Technologist, фирма Paradigm Geophysical предлагает пакет Gocad.

Впервые задача по построению трехмерных геологических и гидродинамических моделей при проектировании разработки российских месторождений углеводородов была поставлена в Регламенте по проектированию (1996 г.), что послужило толчком к массовому началу работ по построению трехмерных геологических моделей.

Большую роль в дальнейшем развитии 3D-геологического моделирования сыграли постановление Центральной комиссии по разработке о необходимости построения 3D-геологических и гидродинамических моделей при создании проектных

документов, а также подготовка отраслевых документов в области 3D-моделирования: Регламента по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (2000 г.) и Методических указаний по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (2003 г.). В настоящее время 3D-геологическое моделирование продолжает активно развиваться. В качестве ведущих научных коллективов и научных школ, занимающихся разработкой математических принципов и алгоритмов трехмерного геологического моделирования, следует упомянуть работы ученых в Стэнфордском университете, Норвежском компьютерном центре, Французском институте нефти и Научной школы в Нанси. В России активное развитие получило направление по оценке качества и экспертизе 3D-геологических моделей.

Развитие программных пакетов геологического моделирования обеспечивается, с одной стороны, появлением новых принципов и алгоритмов 3D-моделирования (нейронные сети, многоточечная статистика - MPS), с другой - расширением функциональности за счет включения и интеграции новых модулей (анализ данных сейсморазведки, сопровождение бурения горизонтальных скважин). Таким образом, трехмерное цифровое геологическое моделирование продолжает оставаться интересным, увлекательным и экономически эффективным направлением нефтегазовой геологии.[1]

2. Задачи эксплуатации геолого-технологических моделей

Разные структурные подразделения нефтедобывающих предприятий требуют от модели решения различных производственных задач. Отдел АСУ-нефть занимается загрузкой новой информации, сопровождением системы моделирования и оценкой эффективности проводимых мероприятий. Их требования к модели заключаются, прежде всего, в безотказной работе программного комплекса и отсутствии сбоев в обновлении баз данных. Специалисты геологического отдела непрерывно уточняют и перестраивают модель. Критерием полезности модели для этой службы является наличие актуализированной модели и прирост новых запасов нефти. Специалисты отдела разработки считают, что база данных должна изменяться ежемесячно, но при этом хотят видеть геологическую модель неизменной, так как она утверждена в проектных документах. Отдел повышения нефтеотдачи пластов, занимающийся подбором потенциальных объектов и технологий хотят, чтобы модель в оперативном режиме давала доступ ко всей геолого-промысловой информации и готовые решения по видам ГТМ [2]. Целевые функции и состав работ структурных подразделений, эксплуатирующих модели представлены в таблице 1.

Таблица 1. Целевые функции и состав работ структурных подразделениях

Целевые функции и состав работ структурных подразделений Наименование службы

Целевая функция

Состав работ

АСУнефть

Актуализация Базы Данных

1. Загрузка и проверка данных
2. Подготовка ежемесячных отчётных форм по эффективности ГТМ

Геологический отдел

Непрерывное уточнение и перестройка модели

1. Выбор и обоснование точек бурения и зарез-ки 2-х стволов
2. Ликвидация и консервация скважин
3. Движение запасов

Отдел разработки

Контроль
соблюдения

проектных
решений

1. Анализ разработки по объектам и блокам;
2. Анализ карт изобар;
3. Построение карт разработки;
4. Движение фонда скважин
5. Анализ разработки
6. Контроль компенсации отбора и закачки по объектам
7. Планирование уровней добычи

Отдел повышения нефтеотдачи

Достижение проектных уровней добычи нефти за счёт проведения ГТМ

1. Подбор объектов для проведения ГТМ
2. Подбор технологий воздействия
3. Определение реагирующих скважин

При этом особую ценность приобретает не автономное (независимое) решение производственной задачи, а организация работы предприятий с возможностью создания автоматизированных рабочих мест. Для решения производственных задач можно эффективно использовать концепцию компьютерного моделирования, где в качестве рабочего ядра программ применяются средства построения и эксплуатации геологической и фильтрационной моделей. Технология моделирования должна обеспечивать глубокое внедрение в инфраструктуру предприятия. Поэтому существенным отличием комплексов по моделированию является широкое использование достаточно простых оценочных моделей, позволяющих проводить расчеты при отсутствии части параметров.

При том, что отделы решают разные задачи, исходная информация в виде Базы Данных остаётся единой. Отсюда можно сделать вывод о том, что существует проблема, как увязать в рамках одного программного продукта все звенья

технологические процесса эксплуатации месторождения. Техническая политика компании-недропользователя может быть разная. Например - все программные продукты от одного производителя. Это позволяет добиться определённой унификации форматов, состава входных и выходных данных, но значительно удорожает эксплуатацию моделей и неоправданно повышает квалификационные требования к службе сопровождения и порой приводит к расширению штатов. Если все задачи решаются в рамках одного комплекса, то ответственность за конечный результат целиком возлагается на программный продукт, а не конкретных специалистов, принимающих производственные решения.

3. Информационные аспекты эксплуатации программного обеспечения

Программное обеспечение для мониторинга разработки основано на использовании трехмерной структурированной по пропласткам геолого-фильтрационной модели на всех стадиях технологического процесса, включая оценку эффективности, планирование и мониторинг ГТМ. Для всех приложений используется единая база данных, включающая всю необходимую информацию для технологических расчетов. Все решаемые задачи логически распределены между самостоятельными модулями программы. Для эффективного освоения моделирующей системы широким кругом промысловых геологов предусмотрен простой пользовательский интерфейс и возможность быстрого получения конечных результатов.

Функциональные требования к программному обеспечению непрерывно возрастают. В то же время, как показал опыт эксплуатации, базовый набор функций на протяжении длительного времени развития существенно не меняется. Очевидно, это продиктовано научными знаниями, накопленным в нефтепромысловой геологии начиная с 60-70 г.г. прошлого века. Многие компании как стандарт работы с моделями сформулировали перечень требований к программному продукту. Эти требования могут быть объединены в несколько укрупнённых разделов.

Геологическая часть включает работу с контурами (нефте- и газоносности, линиями выклинивания и замещения коллекторов), формирование геологических профилей, корреляцию пластов, формирование геологических профилей, 3D-блок-моделей. Кроме того, нужна возможность расчёта и вывода в твёрдую копию геологических карт (структурных, эффективных толщин, фильтрационно-емкостных параметров.). Завершается работа с геологической информацией подсчетом начальных балансовых запасов нефти и коэффициента нефтеизвлечения (КИН) по различным произвольным участкам, зонам насыщенности и залежи в целом. Гидродинамическая часть включает возможность внесения изменений в относительные фазовые проницаемости (ОФП), корректировку значений параметров в узлах сетки, которые необходимы для проведения адаптации фильтрационной модели. Нужна также возможность сопоставления расчётных и фактических показателей разработки, пластовых и забойных давлений, как по отдельным скважинам, так и группам скважин и залежи в целом. Необходим также аквифер, который позволяет установить граничные условия. Технологическая часть должна также включать возможность подбора объектов по заданным критериям, выбор оптимальных

технологий воздействия и экспертную оценку эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Данные функциональные требования к продукту были расширены путём включения интерфейсных требований и требований, связанных с возможностью эксплуатации ПО в общей информационной системе нефтегазодобывающего предприятия.

Состав требований к программному продукту для мониторинга разработки постоянно возрастает, а разработка самого программного продукта перерастает в серьёзную научно-исследовательскую работу, проведение которой требует больших временных и финансовых затрат. Перейдём к рассмотрению конкретных требований к программному продукту, объединив их для удобства в несколько разделов.

4. Конвертирование и загрузка полномасштабных моделей

Широко известно использование для управления разработкой нефтяных месторождений полномасштабной геолого-фильтрационной модели [3], полученной с помощью комплексов геолого-гидродинамического моделирования. Однако моделирующие системы, применяемые на российском рынке, не рассчитаны на оперативную работу геологов-разработчиков нефтегазодобывающих управлений. С целью организации работы с имеющейся моделью и доведения ее до потребителя может быть использована процедура конвертирования. Необходимость загрузки данных построения геологической и гидродинамической модели из одних программных продуктов моделирования в другие возникла одновременно с тем обстоятельством, что в нефтяной промышленности были построены геолого-фильтрационные модели практически по всем месторождениям. Так как модели исторически строились в разных программных продуктах, под различными системами управления базами данных и имели совершенно непохожую друг на друга идеологию построения актуальным стал вопрос о создании программ, так называемых конверторов. Задача программы конвертора состояла в том, чтобы с максимальной экономией средств и ресурсов актуализировать уже существующую геолого-фильтрационную модель и дать второе дыхание модели.

В качестве примера рассмотрим процесс импорта полномасштабной модели из Petrel в ПК ДельтаОйл. Сначала создаётся пустой проект базы данных, содержащий все необходимые справочники, применяемые в данном регионе и незаполненные формы таблиц данных по геологии, разработке, исследованиям скважин и ГТМ. Кроме того заводятся массивы данных для параметров трёхмерной модели. Затем, структурная модель, кубы параметров и признак активности ячеек выгружается в обменный формат данных GRDecl. После этого, с помощью специализированной программы конвертирования данные переписываются в структуру ПК ДельтаОйл. Кроме всего перечисленного, загружаются исходные данные по пластопересечениям, траекториям скважин, параметрам проницаемых интервалов, а также поверхности контактов, контуры нефте- и газоносности, линии и границы тектонических нарушений и пр. Таким образом, процедура конвертации заключается в грамотной передаче математических параметров модели по скважинам и межскважинному пространству, расчётной сетки модели, значений параметров модели в узлах

сеточной области и исходной базы данных.
трехмерный геологический моделирование программирование
Заключение

Известно, что программные средства 3D моделирования дают широкие возможности для обоснования точек заложения и траектории зарезки боковых стволов. Наряду с этой актуальной задачей, в нефтегазодобывающем предприятии геолого-фильтрационные модели используются с целью подбора объектов для проведения ГТМ. Привлечение результатов моделирования значительно расширяет возможности принятого в практике стандартного метода. Так, традиционным подходом является подбор перспективных объектов по критериям применимости. Суть метода заключается в подборе скважин по критериям, определённым на основе статистического анализа эффективности ГТМ. Геологические критерии часто определяются как выборка с карты. Это связано, с тем, что карта по любому параметру рассчитывается путём интерполяции значений из базы данных и покрывает всю площадь, а следовательно, значения критерия имеются по всем скважинам. Другие критерии определяются в динамическом режиме, путём выборки из Базы Данных. Важным критерием для ряда месторождений является работа скважины на один продуктивный горизонт, так как в пределах месторождения отмечается ряд скважин работающих на два и даже на три горизонта. Наряду с геологическими и технологическими критериями при подборе объектов важную роль выполняют критерии, характеризующие техническое состояние скважины. В этом случае, при выборе с учётом этих критериев перспективные объекты будут располагаться не локально, а по всей площади залежи. Если же в выборке участвуют только геолого-промысловые характеристики, то скважины, могут быть объединены в группы со сходными условиями разработки. Использование моделей позволяет проанализировать всю совокупность факторов и правильно подобрать объекты для увеличения нефтеотдачи пластов.

При подборе участков и скважин для применения методов повышения нефтеотдачи могут использоваться карты подвижных запасов по отдельным пачкам и пласту в целом. Карты запасов могут быть существенно дополнены картами скоростей фильтрации нефти и воды, картами линий тока и зон влияния закачки, а также карты компенсации отбора закачкой и равных объемов прокачанной через пласт воды, которые также рассчитываются на основе модели. Однако если в процессе моделирования выявлены искажения промысловой базы данных, вызванные неудовлетворительным техническим состоянием скважин (заколонными перетоками, негерметичностью эксплуатационной колонны), а также недостоверностью отражения истории эксплуатации в отчётных документах, то все карты, построенные на основе адаптации показателей разработки, становятся мало информативными.

Список использованных источников

1. http://portal.tpu.ru/SHARED/g/GLADKOVEA/Uchebnaya/Tab4/GLADKOV_

3D_MODELING.pdf

2. <http://do-project.ru/docs/2010-4.pdf>

3. Булыгин Д.В., Ганиев Р.Р. К вопросу подготовки студентов по курсу моделирования геологии и разработки нефтяных месторождений/ Георесурсы, №2 (25), 2008, с.13-18.