

DOI 10.46916/01122025-1-978-5-00215-931-4

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

Абрамович Ольга Константиновна

старший преподаватель
кафедры «Нефтегазозаготовка и гидропневмоавтоматика»

Бугримов Артём Александрович

студент 5 курса машиностроительного факультета
УО «Гомельский государственный технический
университет имени П.О. Сухого»

Аннотация: Геологические модели являются необходимым элементом при переводе процесса нефтегазозаготовки на цифровые технологии. Процесс геологического моделирования осложняется рядом факторов, которые проявляются при адаптации геологических моделей. Набор факторов зависит в первую очередь от сложности геологического строения месторождения и процессов, происходящих в недрах в период разработки месторождения.

Ключевые слова: Месторождение, геологическое строение, коллектор, моделирование, адаптация, добыча.

FEATURES OF MODELING THE DEPOSITS OF THE PRIPYAT TROUGH

Abramovich Olga Konstantinovna

Bugrimov Artyom Aleksandrovich

Abstract: Geological models are a necessary element in the conversion of the oil and gas exploration process to digital technologies. The process of geological modeling is complicated by a number of factors that manifest themselves during the adaptation of geological models. The set of factors depends primarily on the complexity of the geological structure of the deposit and the processes occurring in the subsurface during the development of the deposit.

Key words: Deposit, geological structure, reservoir, modeling, adaptation, extraction.

Создание точной 3D-модели нефтяного месторождения – ключевой этап для эффективной добычи полезных ископаемых. Существует три направления моделирования месторождений: геоинформационное, аналитическое, блочное, однако они имеют общую основу.

Модель помогает понять, как распределены ресурсы в горной породе, спрогнозировать их движение и разработать оптимальную стратегию извлечения. Однако моделирование сложных коллекторов, особенно карбонатных, остается проблемой для месторождений Припятского прогиба из-за их неоднородной структуры с множеством трещин и пустот.

Одним из основных факторов, определяющих уровень сложности, является подбор математического аппарата для описания неустойчивых физических процессов, происходящих в недрах Земли, которые не всегда идеально подчиняются законам физики. Неоднозначны и способы получения исходных данных как по методикам, так и по точности, к тому же они могут быть как качественными, так и количественными.

Если попытаться классифицировать осложняющие факторы, то сформируются следующие группы:

- неполнота и неоднородность исходных данных и данных интерпретации материалов полевых и геофизических исследований;
- неточность исходных данных, погрешности в позиционировании скважин и некорректная обработка сейсмических записей;
- сложность геологических объектов и динамика их показателей, локальные аномалии, неоднородность и не всегда установленные взаимосвязи, которые трудно полностью отразить в модели.
- неправильная интерпретация геологической информации, обусловленная субъективными факторами, недостаточным опытом или неверным выбором методик;
- недостаточная детализация модели, что приводит к упрощениям, снижающим ее точность и репрезентативность;
- некорректная адаптация модели за счёт осреднения, когда не учитывается пространственная изменчивость свойств или не используются подходящие алгоритмы;
- динамические процессы в период эксплуатации месторождения, что требует постоянного обновления и адаптации модели.

Возможно скорректировать влияние осложняющих факторов, если:

- повысить качество исходных данных;
- выполнить комплексную геофизическую обработку на основе современных и передовых методов обработки сейсмических и других геофизических данных;
- максимально полно и точно определять пространственного положения осей скважин и проводить дополнительные исследования для получения данных о неоднородностях разреза;
- интегрировать различные источники данных: геофизические, геохимические, гидродинамические;
- применять алгоритмы машинного обучения для поиска закономерностей в больших объемах данных и повышения точности интерпретации;
- разработать более точные алгоритмы для построения структурного каркаса, создания 3D-сетки и осреднения скважинных данных;
- внедрить методы, позволяющие более точно отражать пространственную изменчивость свойств объекта, а не только усредненные значения;
- регулярно сверять модели с новыми данными, поступающими в процессе разработки;
- разработать модели, которые могут адаптироваться к изменениям свойств и характеристик геологического объекта в процессе эксплуатации;
- использовать результаты добычи, для корректирования ошибок;
- повысить уровень знаний и навыков специалистов в области геологии в смежных дисциплинах, что позволит им более точно интерпретировать данные и принимать обоснованные решения.

Рассмотрим варианты улучшения результатов геологического и гидродинамического моделирования на месторождениях Припятского прогиба.

Для примера возьмём Восточно-Первомайское и Оземлинское месторождения.

Для построения общего структурного каркаса подсолевого комплекса D3vr(str) – PR2 (венд) Восточно-Первомайского месторождения учитывалось сложное блоковое строение с многочисленным наличием экранирующих нарушений. Структурный каркас в целом по месторождению мог состоять из

десяти сегментов. Но, в связи со сложным тектоническим и не достоверным геологическим строением подсолевого комплекса месторождения, принято решение о создании отдельных 3D геологических моделей для каждого продуктивного блока месторождения.

Размер ячеек структурного каркаса для I–V блоков Восточно-Первомайского месторождения 50 м x 50 м. При выборе данного шага грида учитывался размер блоков. За основу структурного каркаса Восточно-Первомайского месторождения принята поверхность отражающего семилукского горизонта D_{3sm} . Стратиграфические поверхности кровель нижележащих (D_{3sr} , D_{3ln} , D_{2st} , D_{2nr} , $D_{2vtb-pr}$, PR_2) и вышележащих (D_{3vt} , D_{3rch}) пластов строились пропорционально кровле семилукского горизонта. Для вертикальной детализации каркаса модели выбраны дополнительные структурные поверхности, отвечающие за цикл осадконакопления погруженной части бассейна (глинистые толщи). Глинистые разделы между пластами выделены в самостоятельную единую толщу. Корректность построения структурных поверхностей оценивалась путем сравнения абсолютных отметок по скважинам со структурным каркасом, полученным в геологической модели.

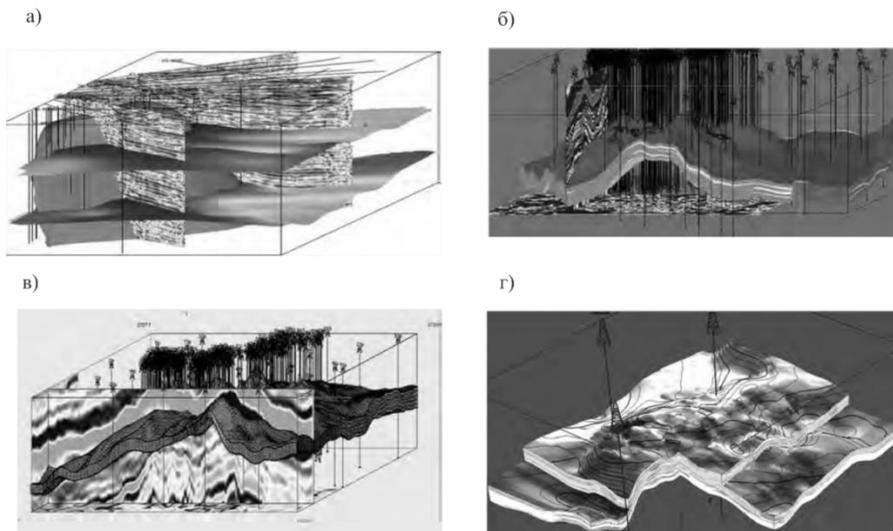
Основной опорной информацией формирования грида фаций явились данные интерпретации геофизических исследований с поточечной непрерывной интерпретацией через 0,1 м. Перенос данных ГИС на созданную сетку, путем осреднения значений параметра, попадающих в одну ячейку сетки грида. Для построения модели эффективного объема пласта применялся метод дискретного параметра литологии. Каждой ячейке присваивалось значение кода литологии: коллектору – 1, неколлектору – 0. Для дискретной кривой использован метод «Most of». Построение куба выполнялось методом SGS – Segential Gaussian Simalition. Этот стохастический метод подходит для пластов, имеющих неоднородный разрез тонких плохо коррелируемых пропластков коллекторов. Корректность переноса скважинных данных на сетку определяется сходимостью с данными исследований в пределах 5%. На базе загруженных в геологическую 3D модель данных проведено стохастическое моделирование параметра пористости.

Построение кубов фильтрационно-емкостных параметров проводилось с использованием процесса «Петрофизическое моделирование» и расчета угловой ячейки (cell angles). Предварительно созданная литолого-фациальная модель явилась основой, которая позволяет обеспечить достоверное

распределение пористости. Моделирование выполнялось по типам пород с учетом диапазона пористости, определенного для каждого типа. Контроль качества процедуры перемасштабирования для кривой пористости выполнялся путем сравнения гистограмм распределения этих параметров по геофизическим исследованиям и перемасштабированных.

Эффективны для разведки многопараметровые модели нефтяных залежей – сейсмологические, геологические, гидродинамические, модели скважин и расчет значений коэффициента нефтенасыщенности (K_n), модели добычи и ряд других (рис. 1). В совокупности все указанные модели достаточно полно описывают залежи углеводородов.

Для решения проблемы адекватности гидродинамической модели – второго этапа после геологического моделирования, можно использовать модернизацию метода трассирования, который позволяет отслеживать движения жидкости в пластах. В процессе исследования в скважины закачивается специальный индикатор – химическое соединение, краситель или радиоактивный изотоп. Датчики фиксируют, как быстро и куда перемещается вещество, что дает информацию о реальных фильтрационных потоках.



**Рис. 1. Примеры моделей месторождений и залежей нефти и газа:
а – сейсмогеологическая модель; б – геологическая модель;
в – гидродинамическая модель; г – литолого-петрофизическая**

Рассмотрим особенности гидродинамического моделирования карбонатных коллекторов на основе построения модели Оземлинского месторождения.

Согласно сведениям о геологическом строении месторождения подсолевые отложения представляют собой антиклиналь, ограниченную тектоническими нарушениями. Промышленная нефтеносность Оземлинского месторождения связана с карбонатными коллекторами воронежских и семилукских отложений. Коллекторские свойства залежи невысокие. Коллекторами нефти воронежской и семилукской залежей являются доломиты неслоистые, массивные, слабоглинистые, трещиноватые, неравномерно слабопористо-кавернозные. Тип коллектора каверново-порово-трещинный. Режим залежи характеризуется как упруго-водонапорный со слабой активностью законтурной зоны.

Методы расчета технологических показателей разработки базируются на применении физически содержательных математических моделей процесса извлечение нефти из неоднородных пластов. Физически содержательная математическая модель процесса разработки пласта представляет собой систему дифференциальных уравнений, отражающих фундаментальные законы сохранения массы, импульса, энергии, которые описывают изучаемый процесс. Система уравнений дополняется начальными и граничными условиями, включающими управляющее воздействие на скважинах. Современные численные модели фильтрации в совокупности учитывают неоднородность пласта по толщине и простирацию, порядок разбуривания, систему размещения и режимы работы скважин, неоднородность и многофазность фильтрационных потоков.

Геологическая модель данного месторождения основывалась на материалах оперативного пересчета запасов нефти подсолевой залежи. За основу при построении структурного каркаса принята структурная карта сейсмического горизонта 1Dt Оземлинского и Ю-Оземлинского месторождений.

Верхней границей модели является кровля воронежского горизонта, а нижней границей модели – кровля старооскольского горизонта.

Статическая геологическая модель, построенная в программе “PETREL”, стала основой для фильтрационной модели. Модель была перемасштабирована в той же программе “PETREL” с уменьшением детализации геологической модели по разрезу месторождения путем соединения в один слой литологически схожих по распределению коллектора слоев моделирования. Таким образом, количество слоев для динамической модели было сокращено с 153 до 31, с сохранением детализации коллектора, как и в геологической модели.

Источником промысловой информации, необходимой для создания гидродинамической модели (поскважинная добыча нефти, жидкости, пластовые давления, интервалы перфорации, геолого-технические мероприятия, объемы нагнетания в залежь) являлась база Oraview.

В связи с тем, что величина пластового давления за период разработки не снижалась ниже давления насыщения, при динамическом моделировании была принята модель двухфазной фильтрации. Распределение начальной водо- и нефтенасыщенности задавалось, исходя из начальной нефтенасыщенности, принятой при подсчете запасов нефти.

Особенностью подсолевой залежи Оземлинского месторождения является проявление водонапорного режима за счет упругой энергии законтурной водоносной области. Данный факт подтверждается динамикой поведения давления по залежи, а также наличием пластовых рассолов в скважинах, что также подтверждает внедрение воды в залежь из законтурной области.

На рисунке 2 представлена динамика поведения расчетного забойного давления с фактическими данными по скважине 9. Из графика видны значительные различия этих показателей после остановки скважины. Данное явление объясняется тем, что в связи со смятием колонны и нарушением связи скважины с пластом, которое в свою очередь происходит из-за отложения солей в стволе скважины, все замеренные давления после смятия ствола скважины не отражают действительного пластового давления в залежи.

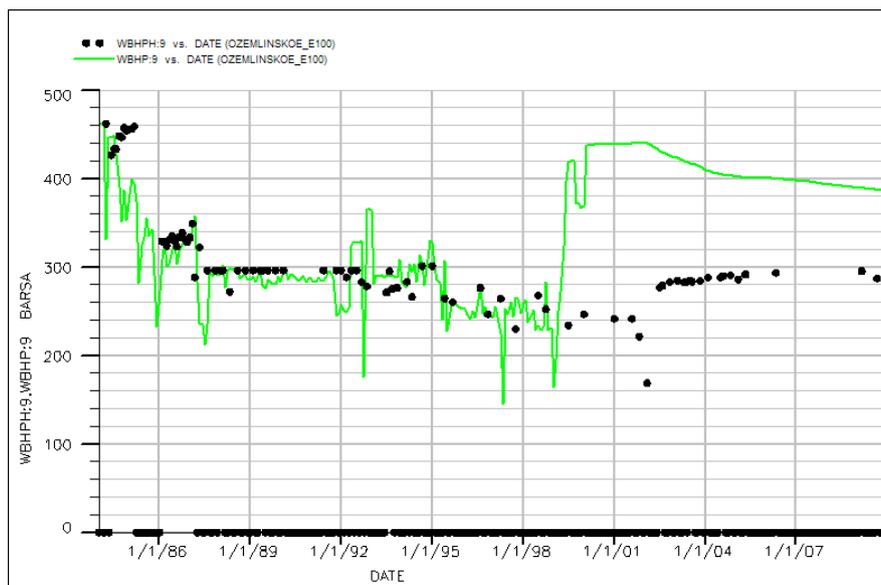


Рис. 2. Сравнение расчетных показателей забойного давления (зеленая кривая) с фактическими замерами по скважине 9

Программное обеспечение для нефтегазовой отрасли поставляют пять всемирно известных компаний. Их продукты также популярны на белорусских нефтегазовых, нефтесервисных и нефтеперерабатывающих предприятиях. Несмотря на широкий функционал программного обеспечения, они в полной мере не отвечают потребностям отечественного рынка. Другой отрицательной стороной зарубежных программных комплексов является игнорирование ими передовых отечественных технологий и специфики сложившейся производственной практики разведки и разработки месторождений.

С развитием методов разведки месторождений и технологий добычи углеводородов количество разрабатываемых и используемых программных средств растет по экспоненте. Они используются для создания общих моделей месторождения для хранения и накопления информации, вырабатываются правила предоставления выборок данных научным подразделениям университетов, лабораториям и разработчикам ПО для развития средств моделирования и цифровой обработки данных в интересах предприятий нефтегазовой отрасли.

Для стимулирования обновления и совершенствования ПО в интересах нефтегазовой отрасли организовываются испытательные центры, которые позволяют тестировать программные продукты в соответствии с методиками потребителей.

В настоящее время развитие ПО необходимо рассматривать в свете цифровой трансформации нефтегазовой отрасли. Согласно статистике, отдача на месторождениях, где используются технологии цифровизации, в настоящий момент на 2–10 % выше, чем на разрабатываемых традиционными способами.

© Абрамович О.К., Бугримов А.А.