

$$T = -192,47 + 1,5590A - 0,00171A^2. \quad (28)$$

$$(\sigma = 5,6)$$

Погрешности вычисления поправок по уравнениям (25)—(28) близки к погрешностям, отвечающим формулам (19)—(24), полученным с привлечением материалов районирования территорий по картам четвертичных отложений. Таким образом, можно сделать вывод о том, что районирование исследуемых территорий по картам четвертичных отложений и по количеству слоев в ВЧР приводит к приблизительно одинаковому повышению точности прогнозирования статических поправок.

Следовательно, можно говорить о целесообразности использования имеющихся на территории исследований геологических карт и, прежде всего, карт четвертичных отложений для уточнения осо-

бенностей распределения по площади статических поправок, полученных по косвенным данным.

ЛИТЕРАТУРА

1. Михеев С.И., Морозов В.Ю. Основные направления изобретательской деятельности в области сейсмических методов изучения верхней части разреза // Разведка и охрана недр. — 1989. — № 2.
2. Михеев С.И., Старовойтов В.С. Некоторые пути повышения точности определения статических поправок // Недра Поволжья и Прикаспия. — 1994. — Вып. 7.
3. Степанов Ю.И., Поносков В.А. Применение электро-разведки при изучении ВЧР при сейсмических работах // Геофизические методы поисков и разведки — Пермь, 1983.
4. Шварцман Ю.П., Старобинец М.Е. Учет поверхностных неоднородностей при сейсморазведке — М.: ВНИИОЭНГ, 1986.

УДК 550.8.072

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ИЗУЧЕНИЯ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ И КОМПЛЕКСА ГРАФИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ГЕОИНФОРМАЦИИ

В.В. Поспелов, И.В. Истратов, Г. М.-А. Рагех
(РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина)

При решении нефтегазопромысловых задач из различных моделей принятия решений, составленных в условиях полной или неполной информации, используют оптимизационные модели. Суть оптимизации нефтегазового производства выразим через критерий качества — добиться максимума добычи УВ сырья с минимальными затратами. Цель управления производством можно сформулировать на языке оптимизации в терминах максимизации или минимизации некоторой функции. Таким образом, решение оптимизационных задач — это вычислительный процесс, который приводит к максимизации или минимизации определенных математических функций.

Основная задача геолого-математического моделирования на ЭВМ — построить модель, максимально приближающуюся к реальной природной системе. Дж. Харбух и Г. Бонэм-Картер (1974) процедуру подгонки модели для минимизации отклонений от реальной среды назвали процессом оптимизации. В этом контексте она рассматривается и в настоящей работе.

При моделировании из нескольких вариантов особенностей строения объекта или процесса разработки залежи нефти, газа и конденсата обосновывают наиболее оптимальный. Известные методы оптимизации (последовательного поиска, касательных,

Рассмотрено несколько месторождений: Северо-Уренгойское, Восточный Аюкар, Белый Тигр и Дракон на шельфе южного Вьетнама. Суть оптимизации нефтегазового производства выразим через критерий качества — добиться максимума добычи УВ сырья с минимальными затратами. Предлагается задача: построение и апробация геолого-математических оптимизационных моделей различных вариантов разработки продуктивных объектов.

Some fields are reviewed: Northern Urengoi, Eastern Akgar, White Tiger and Dracon on the shelf of southern Vietnam. The sense of optimization of oil and gas production is expressed through the yardstick of quality — to achieve the maximum level of a mining and bulks of hydrocarbon raw with minimum expenditures. The following problem is proposed: constructing and approbation of geologic-mathematical optimization models of different alternatives of mining of productive plants.

подъема, спуска, наименьших квадратов, симплекс-метод и др.) сводятся к нахождению максимума или минимума оптимизационной функции. На этой основе выполняется оптимизация комплексного процесса разработки многопластовых нефтегазоконденсатных месторождений, производительности скважин и т.п.

При подготовке залежи к разработке, особенно нетрадиционного типа скопления УВ флюидов, выявляют и изучают особенности ее строения и добычные возможности на основе современных программ компьютерного моделирования — обработки сейсмических материалов (2D, 3D, 4D) и данных ГИС. К основным моделируемым характеристикам сложнопостроенных залежей относим: размеры зон тектонического и стратиграфического ограничения, литологического замещения, тип ловушки, форму и объем залежи (общий, эффективный); закономерно-

сти развития пород коллекторов и экранирующих покровов; распространение эффективной нефте-, газонасыщенной толщины; пространственное положение контактов раздела флюидов; качество флюидов (физические, химические свойства УВ, подземных вод) и содержание в них сопутствующих компонентов; дебиты нефти, газа, воды; давления (начальное пластовое, насыщения), газовый фактор; продуктивность скважин и изменение ее во времени; особенности флюидодинамики пластовой системы, естественного режима работы залежи; запасы (начальные, остаточные) нефти, растворенного (свободного) газа, сопутствующих компонентов.

По А.Я. Фурсову (1985), понятие «оптимизации изученности месторождения» можно сформулировать как систему нормативных требований к достоверности запасов и способам ее обеспечения на разных этапах и стадиях нефтегазового производства. Здесь в качестве показателей изученности выступают характеристики точности определения параметров — оценки изменчивости выбранных признаков, объем и качество информации.

При определении общего и эффективного объема залежи с целью подсчета запасов все еще предъявляют требования к изученности залежей нефти и газа в соответствии с категориями запасов по «Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» (1983). В связи с этим главное внимание в работе было уделено обоснованию достоверности подсчетных параметров при детализации геологического строения залежей различного типа и анализе информации по текущей разработке выбранных в качестве примера нефтегазоносных объектов на основе новых подходов к моделированию.

В настоящее время в любом нефтегазодобывающем районе по каждому месторождению в соответствии с проектом разработки обосновывается комплекс мероприятий, направленных на максимальное извлечение УВ из недр. Этот комплекс в зависимости от геологического строения месторождения и его энергетических характеристик, физико-химических свойств флюидов и других факторов включает различные методы воздействия на пласт (вторичные, третичные) и призабойную зону скважины (методы интенсификации) с целью поддержания пластового давления, стабилизации дебитов и повышения конечной нефте- и газоотдачи. Широко осуществляется моделирование процессов, происходящих в природных пластовых системах. Наглядное отображение результатов анализа на основе многофакторной геометризации этих процессов улучшит понимание механизмов взаимодействия и взаимосвязей человека и объекта разработки, повысит эффективность управления нефтегазовым производством.

В соответствии с доминирующими принципами системного подхода выбор оптимальной концепции освоения месторождения, как известно, определяет-

ся поставленной целью и заданными ограничениями. При этом, по нашему мнению, должна решаться триединая задача: построение и апробация геолого-математических оптимизационных моделей различных вариантов разработки продуктивных объектов; внедрение новых прогрессивных технологий воздействия на пласт и призабойную зону добывающих и нагнетательных скважин; расширение возможностей трех- и многомерного статического (признаковых характеристик) и динамического (процессов) моделирования трехмерных горно-геологических объектов и многомерного признакового пространства нефтегазоносных толщ, включая природные и техногенные процессы. В комплекс мероприятий должен включаться блок многофакторной геометризации — графического моделирования и наглядной визуализации объектов и процессов с использованием аксонометрических, перспективных аффинных, векторных проекций.

Обстоятельный обзор перспектив поисков нетрадиционных объектов нефтегазоаккумуляции дан в работе Н.В. Тимошенко [1]. В этой же работе приведены классификации и модели нетрадиционных зон нефтегазоаккумуляции, выделены такие зоны в юрских и берриасских образованиях севера Западной Сибири. Подчеркиваются возрастание роли дизъюнктивного контроля залежей, сложность морфологии и структуры пустотного пространства, многостадийность формирования скоплений УВ флюидов.

Анализ геологических особенностей газонефтеаккумуляции Северо-Уренгойского месторождения указывает на сложное соотношение неокомских коллекторов и флюидоупоров. Фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов варьируют по площади и разрезу, появляются участки низкопроницаемых и заглинизированных коллекторов. Об этом можно судить по материалам ГИС и результатам опробования скважин [3].

С целью оптимизации разработки неокомских залежей необходимо заложить добывающие скважины на наиболее благоприятных по флюидодинамическим критериям участках месторождения, объединяющих несколько наиболее продуктивных пластов. В дальнейшем в процессе их разработки появится возможность определить гидродинамическую связь залежей, уточнить пути движения флюидов и тектонику месторождения в целом. Имеющиеся материалы и построенные структурные графические модели наиболее продуктивных газонасыщенных пластов позволяют рекомендовать пересчет запасов УВ сырья. При этом должны быть скорректированы эффективные объемы залежей на основе детальных крупномасштабных трехмерных графических моделей пустотного пространства пород-коллекторов.

На площади Восточный Акжар пликвативная структурная форма (моноклираль с осложняющими ее двумя куполами) не контролирует границы площади нефтенасыщения. Характер притоков флюи-

дов и геолого-геофизическая информация по глубинному строению территории позволяют говорить о существовании локальных вертикальных каналов миграции из глубокопогруженных очагов генерации УВ флюидов, которые заполняли пустотное пространство продуктивного пласта при соответствующих термобарических условиях. Относительно небольшие зоны нефтенакпления приурочены к этим каналам или скрытым "колодцам" дезинтеграции и аномальной трещиноватости горных пород.

Как предполагается по сейсмическим материалам и геологическим аналогиям, трещиноватость развита по обе стороны внедрившегося магматического образования типа дайки или штока. Именно в один из таких каналов и попала скв. 1, давшая промышленный приток нефти.

Следует отметить, что система даек—интрузий различного состава, как правило, связана с глубокими дизъюнктивами, служащими как бы подводными каналами для пластовых внедрений типа силлов. Недавние работы тектонофизиков свидетельствуют о существенной роли магматических образований в формировании полей напряжений и зон трещиноватости в различных по морфологии геологических структурах. Такие исследования были выполнены, например, в пределах Беломорского дайкового пояса [2], на структурах Белый Тигр и Дракона на шельфе южного Вьетнама (Поспелов В.В., 2001). Ориентировка даек во всех случаях оказалась достаточно выдержанной и свидетельствовала о высокой однородности поля тектонических напряжений в период, предшествовавший внедрению интрузивных тел.

Характерным примером влияния даек на концентрацию полей напряжения и связанной с ней трещиноватости вмещающих пород может служить выступ кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр. Здесь в скважинах, где дайки сопровождалась образованием зон дробления и трещиноватости, наблюдались потеря циркуляции и интенсивные поглощения бурового раствора при вскрытии

коллекторских толщ. Среди геологов-нефтяников распространено мнение о том, что развитие трещинного вулканизма, сопровождаемое инъецированием окружающих пород дайками основного состава (диабазовыми, базальтовыми порфиритами и т.п.), ведет к частичному или даже полному исчезновению трещинной пустотности. Однако при этом не учитывается формирование зон дробления, интенсивной макро- и микротрещиноватости вокруг интрузий. При близком расположении последних, это приводит, по нашему мнению, к образованию достаточно протяженных зон повышенных фильтрационно-емкостных свойств. На месторождении Белый Тигр наблюдались притоки нефти при опробовании наиболее глубокого для залежи в фундаменте интервала 4640...5050 м в скв. БТ-905, вскрывшей интрузивное тело.

С целью увеличения добывных возможностей месторождения, рекомендовано заложение новой скважины, которая, по мнению авторов, должна вскрыть продуктивный пласт в аналогичных условиях. Учитывая характер пластовой системы, на этом месторождении, рекомендуется в процессе разработки, провести интенсификацию притоков в добывающих скважинах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тимошенкова Н. В. Нетрадиционные зоны нефтегазоаккумуляции — новые объекты поисковых работ // Отечественная геология. — 2000. — № 2. — С. 20—25.
2. Новые данные о структурном контроле даек среднепалеозойских щелочных пород Беломорского пояса / Е.С. Пржиялговский, В.М. Моралев и др. // Изв. вузов. Геология и разведка. — 1996. — № 5.
3. Истратов И.В., Подгорнов А.В., Рагех Г.М.—А. К обоснованию многофакторной модели геолого-экономической оценки газоконденсатных объектов неокома Северо-Уренгойского месторождения // Тез. докл. — СПб.: ВНИГРИ, 1998. — С.56—57.