**Мониторинг газовой шапки**

Бантюков О., Петряев М., отдел БД ОАО "Самотлорнефтегаз" ТНК-BP, Нижневартовск.

Самотлорское месторождение уникально как по своему геологическому строению, так и с точки зрения проблем, решаемых на протяжении всей длительной истории его разработки. Это месторождение, одно из крупнейших в мире, было открыто в 1965 году и за время разработки принесло в бюджет государства около 250 млрд. долларов. Из недр Самотлора уже получено порядка 2, 3 млрд. тонн нефти, пробурено почти 17000 скважин. Пик добычи пришелся на 1980-е годы. В настоящее время, для продолжения и развития эффективной эксплуатации месторождения требуется широкомасштабное внедрение новых технологий добычи нефти, повышение эффективности геолого-технических мероприятий и, соответственно, полное владение информацией о недрах и об активах в целом.

Выявлять и решать широкий спектр проблем в различных областях эксплуатации месторождений специалистам компании помогают современные информационные технологии, в том числе ГИС, которые уже в течение многих лет используются для работы с пространственными данными.

На протяжении всей истории разработки Самотлорского месторождения использовались данные геофизических исследований, но лишь сравнительно недавно появилась возможность интеграции этих и других данных в технологиях трехмерного геолого-математического моделирования, интегрированных с ГИС. Реализация данной интеграции в рамках как проектных, так и оперативных работ по геолого-гидродинамическому моделированию помогла модернизировать имеющиеся базы данных, позволила выявлять и исправлять неточности и ошибки в данных.

Результаты этих работ, наряду с ужесточающимися требованиями к лицензионным, проектным и экологическим нормативам, определили актуальность мониторинга состояния свободного газа, как основного фактора энергетического состояния Самотлорского месторождения. Сохранение газовой шапки также является одним из условий выполнения лицензионных соглашений.

В сложившейся ситуации определились приоритетные задачи ведущихся исследований:

— определение текущего положения газонефтяного контакта (ГНК);

— определение текущего объема свободного газа.

Для решения данных задач необходимо учитывать определенные моменты истории разработки месторождения. Так, в частности, проектом разработки изначально не предусматривалась промышленная добыча свободного газа. Для минимизации потенциального влияния газовой шапки, начальный размер которой оценен в более чем 180 млрд.куб.м, на процесс разработки в рамках проектных решений было произведено ее отсечение барьерными рядами нагнетательных скважин.

К сожалению, в прошлом на разработку повлиял ряд факторов технологического и технического характера: отсутствие возможности замеров объема и определения непосредственных источников добываемого газа в АГЗУ (групповая замерная установка), недостаточный контроль объемов утилизации газа, внедрение газлифтного способа добычи и использование для этой цели газа.

Ввиду отсутствия достаточно полной информации мониторинг состояния газовой шапки превратился в крайне сложную, но весьма актуальную задачу. И хотя выполнение данной работы было поручено подрядной проектной организации, со стороны ОАО «Самотлорнефтегаз» также была предпринята попытка ее решения на основе применения ГИС-инструментов программного обеспечения ArcGIS 9, давно используемого в компании в отделе БД. Данное программное обеспечение легко настраивается в соответствии с требованиями пользователей, имеет развитый набор функций и инструментов. Полная совместимость составляющих его модулей и широкие возможности взаимодействия с другими информационными технологиями позволяют успешно решать многие задачи, связанные с пространственно-временным анализом, картированием и моделированием данных по разработке месторождения.

Технология построения цифровых карт текущих газонасыщенных толщин заключалась в следующем. В качестве исходных данных по определению текущего характера насыщения были использованы результаты интерпретации промыслово-геофизических исследований за последние шесть лет по 1300 скважинам (около 3250 измерений, см. рис. 2). Из всего массива геофизической информации особое внимание уделялось параметрам газоносыщенности.

Далее была произведена загрузка в ГИС нескольких наборов данных:

— Координаты пластопересечений по группе пластов АВ;

— Начальный характер насыщения, полученный из отчёта по пересчёту запасов нефти и газа;

— Текущий характер насыщения, полученный по результаты интерпретации промыслово-геофизических исследований;

— Начальный внешний контур ГНК из отчёта по пересчёту запасов нефти и газа Самотлорского месторождения.

Текущая газонасыщенная толщина определялась по каждой скважине с учётом результатов исследований каждого продуктивного интервала. Значения замещённых газонасыщенных толщин рассчитывались как разница между первоначальными и текущими толщинами.

При построении карт толщин использовался модуль Geostatistical Analyst. Входящий в него метод интерполяции Кригинг – это относительно быстрый интерполятор, который может быть жестким или сглаженным в зависимости от используемой модели ошибки измерений. Если данные пространственно непрерывны и их значения представляются в виде многомерного нормального распределения, а также если известна корреляция многомерного распределения, то кригинг является оптимальным интерполятором. Этот метод очень гибкий и допускает изучение пространственной автокорреляции данных. Кригинг использует статистические модели, что позволяет получать на выходе различные карты, включая карты проинтерполированных значений, стандартных ошибок интерполяции, вероятности и т.д.

В результате анализа всей имеющейся промыслово-геофизической информации с использованием методов интерполяции были построены карты замещённых и текущих газонасыщенных толщин, позволяющие в определённой степени оценить текущие границы газоносности и границы замещения газа различными типами жидкости.

Анализ полученных карт свидетельствует о тенденции уменьшения газовой шапки, что подтверждается и результатами последних работ по подсчету запасов углеводородов Самотлорского месторождения.

Локальные изменения в газовой шапке в основном связаны с нарушением техсостояния нагнетательного фонда скважин и его влиянием на нижележащие пласты. Значительные по площади участки вытеснения газа по пласту АВ1(3) в юго-восточной части месторождения приурочены к зонам слияния пластов АВ1(3) и АВ2-3, где были размещены нагнетательные скважины для барьерного заводнения с целью предотвращения перетоков газа из пласта АВ1(3) в пласт АВ2-3.

Проведенное исследование продемонстрировало высокий потенциал комплексного использования и интерпретации геофизических данных. Для решаемой задачи особенно ценными оказались нейтронные методы различной модификации:

— Для определения наличия или отсутствия газа (на качественном уровне) используется нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НКТ);

— Для определения состава замещающей жидкости (нефть-вода) –импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК); Углегодно-кислородный каротаж (УКК), применяющийся с 1999 года.

Одним из важных результатов данной работы стала возможность сопоставления и анализа карт начальных и текущих газонасыщенных толщин. Необходимо отметить, что результаты проведенного анализа сразу оказались востребованы и использованы в оперативной работе по управлению разработкой месторождения на уровне нефте-газодобывающего предприятия.

Конечно, выполненная работа не претендует на то, чтобы считаться окончательным и полномасштабным решением всех задач, связанных с разработкой месторождений и мониторингом состояния газовой шапки. Тем не менее, она имеет большой потенциал дальнейшего развития на основе комплексного подхода к анализу разнообразных данных, в том числе с помощью ГИС, комплексного использования методологических подходов и средств геолого-гидродинамического моделирования.