SPE 103586

Детализация геологического строения Южно-Хыльчуюского месторождения в результате переобработки, переинтерпретации геолого-геофизических данных и геостатистической инверсии.

Брет Фоссум (КонокоФиллипс), Джон Сноу («Нарьянмарнефтегаз»), Иоанн Гийю (Фугро-Джейсон), Инга Хромова, Андрей Черницкий и Алексей Глебов (ЛУКОЙЛ).

Авторское право 2006 г., Общество инженеров-нефтяников

Этот доклад был приготавливан предьявления в 2006 Российской нефтьегазовой технической конференции и выставке состоится в Москве 3-6 октября 2006.

Данный доклад был выбран для проведения презентации Программным комитетом SPE по результатам экспертизы информации, содержащейся в представленном авторами резюме. Экспертиза содержания доклада Обществом инженеров-нефтяников не выполнялась, и доклад подлежит внесению исправлений и корректировок авторами. Материал в том виде, в котором он представлен, не обязательно отражает точку зрения Общества инженеров-нефтяников, его должностных лиц или участников. Доклады, представленные на конференциях SPE, подлежат экспертизе со стороны Редакционных Комитетов Общества инженеров-нефтяников. Электронное копирование, распространение или хранение любой части данного доклада в коммерческих целях без предварительного письменного согласия Общества инженеров-нефтяников запрещается. Разрешение на воспроизведение в печатном виде распространяется только на резюме длиной не более 300 слов; при этом копировать иллюстрации не разрешается. Резюме должно содержать явно выраженную ссылку на то, где и кем был представлен данный доклад. Write Librarian, SPE, P.O.Box 833836, Richardson, TX 75083-3836 U.S.A., факс 01-972-952-9435.

Резюме

Интегрированная интерпретация разнородной геолого-геофизической информации повышает детальность и достоверность модели резервуара, что позволяет оптимизировать программу бурения и разработки, и уточнить подсчет запасов.

ОАО «ЛУКОЙЛ» и КонокоФиллипс создали совместное предприятие «Нарьянмарнефтегаз» (НМНГ) для разработки месторождений в пределах лицензионных участков в Тимано-Печорском бассейне, находящихся в совместном владении. Южно-Хыльчуюское месторождение считается одним из самых больших и продуктивных в регионе. Разработка Южно-Хыльчуюского месторождения требует очень больших стартовых инвестиций в инфраструктуру, бурение и транспортировку. Успешная добыча извлекаемых запасов месторождения и достижение необходимых дебитов является критически важным для компенсации затрат. Для достижения этого результата необходимо более детальное понимание строения резервуара.

В 2004 году с целью построения усовершенствованной статической геологической и гидродинамической цифровой модели месторождения была сформирована большая мультидисциплинарная рабочая группа, состоявшая из специалистов компаний ЛУКОЙЛ, КонокоФиллипс и Фугро-Джейсон. Полная переобработка данных сейсморазведки и ГИС привели к значительному повышению общего качества исходных данных. Все данные ГИС, анализы керна и гидродинамических исследований скважин были вовлечены в новую, полностью интегрированную интерпретацию. После применения высокотехнологичной методики геостатистической инверсии по алгоритму Цепи Маркова-Монте-Карло (МСМС) была построена значительно более детальная и достоверная цифровая модель залежи. Новая всесторонне согласованная модель позволила рабочей группе локализовать зоны развития улучшенных коллекторов и разделяющих их менее емких и проницаемых пород. Она также даёт детальное представление о распределении пористости и проницаемости для каждого пласта, слагающего залеж. Вся эта новая дополнительная информация позволяет принимать более точные решения о размещении эксплуатационных нефтедобывающих и нагнетательных скважинах. В настоящее время на месторождении идет эксплуатационное бурение.

Введение

Соглашение о совместном предприятии НМНГ между компаниями ОАО «ЛУКОЙЛ» (70%) и «КонокоФиллипс» (30%) было окончательно оформлено в 2005г. и включало в себя две лицензии на разведку и 11 лицензий на эксплуатацию нефтяных месторождений. Активы НМНГ располагаются в Ненецком автономном округе, расположенном в северной континентальной части Тимано-Печорского бассейна (рис. 1). В состав 11 лицензионных соглашений включено 11 месторождений, 4 из которых находятся на стадии промышленной эксплуатации. Продуктивный разрез содержит в себе как карбонатные, так и терригенные комплексы широкого стратиграфического диапазона: от силура до триаса. Южно-Хыльчуюское месторождение считается наиболее перспективным из месторождений НМНГ.

Работы по переинтерпретации данных и построению моделей залежей Южно-Хыльчуюского месторождения, которые начались в конце 2004г., и были завершены в начале 2006г., проводились объединенной технической группой, состоявшей из представителей компаний Фугро-Джейсон, НМНГ, КонокоФиллипс и ЛУКОЙЛ (Гийю и др., 2006). Несмотря на то, что ответственность за выполнение работ была возложена на компанию Фугро-Джейсон, специалисты КонокоФиллипс, ЛУКОЙЛ и НМНГ сотрудничали с ней на регулярной основе, что

обеспечивало обмен информацией, понимание и согласование промежуточных результатов и гарантию того, что новая геологическая модель с высокой разрешающей способностью сможет быть адаптирована к программам, выбранным для геологического и гидродинамического моделирования. Совместное сотрудничество включало в себя участие в промежуточных рабочих семинарах и в проведении промежуточных независимых оценок и обзорах проекта, выполненных соответствующими специалистами и руководством компаний.

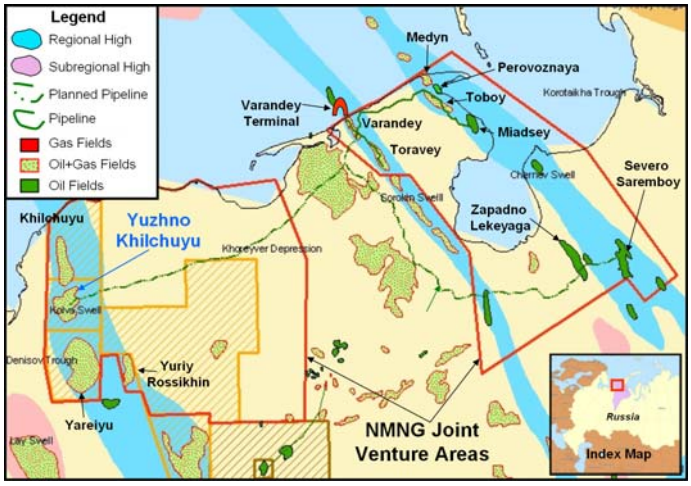

Рис. 1. Карта территории деятельности «Нарьянмарнефтегаза» (НМНГ) в Тимано-Печорском бассейне Ненецкого автономного округа.

В дополнение к этому, компания КонокоФиллипс подготовила вспомогательную «контрольную» модель на основе программы «Petrel» для дополнительного подтверждения результатов работы. Все три компании внесли свой вклад в управление исследованием и во все основные технические задачи этой работы, включая сбор данных, переобработку сейсмических данных, сейсмическую инверсию, петрофизический анализ свойств резервуара и вмещающих пород, моделирование упругих свойств (rock physics), геолого-геофизическую интерпретацию (интеграция сейсмических, скважинных каротажных и палеонтологических данных), кластерный петрофизический анализ, вероятностное моделирование пористости, а также цифровое моделирование и анализ. Продолжающееся успешное сотрудничество между тремя компаниями и компанией Фугро-Джейсон внесло значительный вклад в успех работы и обеспечили сходимость промежуточных и окончательных результатов у каждой компании и обоснованные результаты работы.

Хотя в рамках выполненной работы была осуществлена техническая интерпретация всего разреза осадочного чехла Южно-Хыльчуюского месторождения, данная работа сконцентрирована на оценке коллекторских свойств основного продуктивного объекта - нижнепермского карбонатного комплекса.

Геологическое строение

Тимано-Печорский бассейн, расположенный в арктическом побережье северо-запада России, является регионом с большими запасами нефти и газа (Линдквист, 1999). Бассейн характеризуется единой нефтяной системой, в которой основными нефтематеринскими породами являются глубоководные фациальные эквиваленты шельфовых карбонатных систем. Возраст нефтематеринских пород – от ордовика до раннего карбона. Площадь континентальной части бассейна составляет 315000 км²; площадь акваториальной части бассейна – 131700 км², включая 5400 км² островов.

В целом бассейн состоит из 55-60% карбонатов, 35-40% терригенных отложений и 5% эвапоритов (Дедеев и др., 1993). О наличии нефти известно, по крайней мере, с 1595г., а первые скважины были пробурены между 1869 и 1917гг. (Майерхоф, 1980). Разведанные максимальные извлекаемые запасы составляют около 20 млрд. баррелей в нефтяном эквиваленте, причем нефть – 66%, газ – 30% и 4% конденсат. Условия в бассейне очень различны: плотность нефти изменяется от 11 до 62 по АНИ, причем средняя плотность составляет 35 по АНИ (Линдквист, 1999). Средняя пористость карбонатных коллекторов составляет 13%, а средняя проницаемость 208 мД. В терригенных коллекторах средняя пористость – 16%, а средняя проницаемость – 154 мД. Около 90% разведанных запасов Тимано-Печорского бассейна приурочены к структурным ловушкам, однако в районе Колвинского мегавала среднедевонские несогласия создают стратиграфические ловушки.

Тектоника и структура

Тимано-Печорский бассейн расположен на Северо-Восточной окраине Восточно-Европейской платформы. В палеозойскую эпоху он представлял собой шельф палео-Уральского океана. Докембрийский гранитно-метаморфический фундамент перекрывается промежуточным рифей-вендским вулканогенно-осадочным слоем, подстилающим палеозойско-мезозойский осадочный чехол толщиной 6-10 км. Многочисленные фазы локальной инверсии, связанные со сжатием и транспрессией, происходили в ордовикское и девонское время параллельно региональному ограничению бассейна – Тиманской гряде - по направлению с северо-запада на юго-восток. Участки бывшие ранее грабенами, теперь стали структурными возвышенностями, а те, которые были поднятиями, теперь являются впадинами.

Южно-Хыльчуюское месторождение расположено на Колвинском мегавале, крупной инверсионной тектонической структуре длиной 350 км и шириной ~25 км, совпадающей в плане с нижнепалеозойским – средне-девонским авлакогеном (рис. 2 и 3 ниже). Непосредственно к западу находятся Денисовская впадина и Лайский вал, а к востоку – Хорейверская впадина. Выраженная по верхним

горизонтам как впадина, она соответствует жесткому блоку фундамента – Большеземельскому своду, устойчивого к тектоническим деформациям, в то время как западный фланг Тимано-Печорского бассейна, состоящий из Колвинского мегавала, Денисовской впадины и Лайского вала, был гораздо более подвижным.

В региональном масштабе в ордовикский период началось растяжение земной коры, сопровождающееся прогибанием и зарождением прото-уральского океана. В период раннего и среднего девона в районе современного Колвинского мегавала происходило рифтообразование. Рифт заполнялся нижне- и среднедевонскими терригенными породами. Периодические сжатия и связанные с ними эрозии приводили к образованию локальных и региональных несогласий. Период каледонской тектонической активности сменился в позднем девоне режимом пассивной окраинной платформы с формированием шельфовых карбонатных комплексов. Отложение карбонатных осадочных пород продолжалось затем весь каменноугольный период вплоть до нижней перми. В каменноугольное время в условиях тангенциального сжатия на стадии формирования уральского орогена начинается инверсия Колвинского рифта. Воздымание морского дна в ходе инверсии способствовало образованию локальных возвышенностей, благоприятных для развития органогенных построек, в том числе и на Южно-Хыльчуюской площади. Этап завершение карбонатного осадконакопления связывается с нарастающим привносом терригенного материала, поступавшего с Урала уже в сакмарское и артинское время ранней перми. Начиная с кунгурского времени ранней перми на всей территории Тимано-Печорского бассейна накапливаются только терригенные породы, которые продолжали поступать в регион с Урала в направлении на запад в течение всего триасового, юрского и раннемелового периода, то есть в период относительного спокойствия (Свиридчук и др., 2003).

Стратиграфия

В раннепермский период Ассельско-Сакмарское время (рис. 4), Хыльчуюская, Южно-Хыльчуюская и Ярейюская площади Колвинского мегавала продолжали быть палеовозвышенностями, вокруг которых формировались карбонатные постройки. Постройки сложены светло-серым массивным скелетным зернистым известняком с более мелкозернистыми и часто кремнистыми прослоями. Толщина построек составляют от 80 до 130 м. Постройки сформировались в теплой мелководной среде, при нормальной солености, на что указывает присутствие *Palaeoaplysina* и *Tubiphytes* (*Shamovella* в русских источниках). В таких карбонатных постройках скопления нефти были обнаружены по всему Колвинскому мегавалу, а карбонатные постройки Южно-Хыльчуюского и Ярейюского месторождений содержат большие залежи нефти (Свиридчук, 2003).

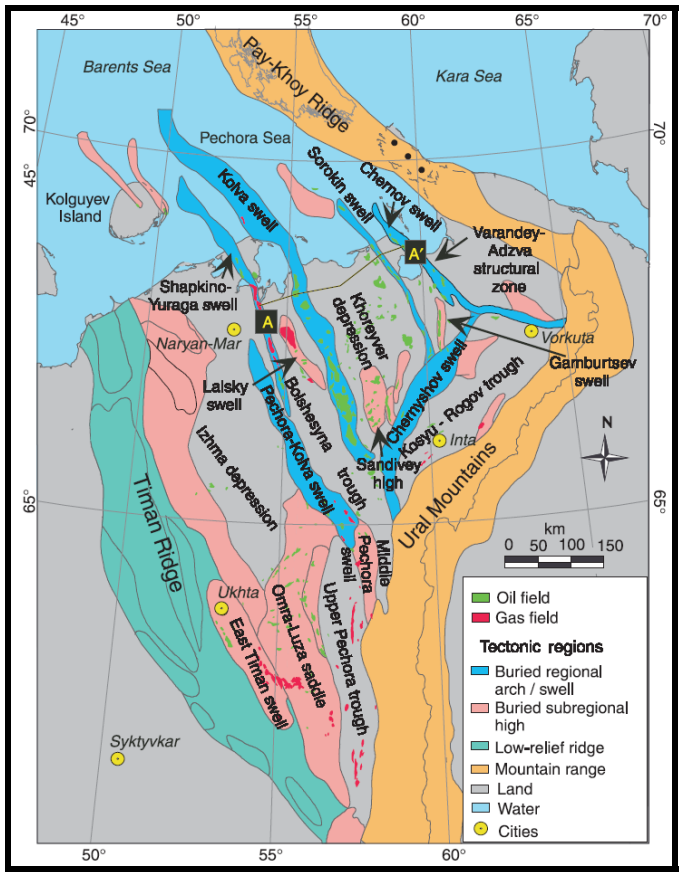

Рис. 2. Обобщенная тектоническая карта Тимано-Печорского бассейна. Разрез А-А' (Рис. 3) иллюстрирует структурные условия вокруг Южно-Хыльчуюского месторождения. (Фоссум и др., 2000).

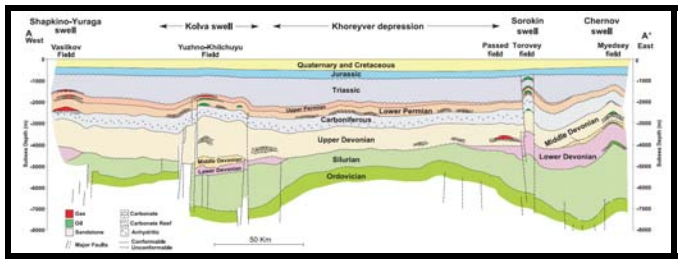

Рис. 3. Разрез с запада на восток по северной части Тимано-Печорского бассейна, на котором показано расположение Южно-Хыльчуюского месторождения на Колвинском мегавале. Ловушка месторождения находится в нижнепермских отложениях (Ассельско-Сакмарские и Кунгурские), а также показаны перекрывающие верхнепермские песчаники (Фоссум и др., 2000).

Краткая информация о месторождении

Основной продуктивный нижнепермский ассель-сакмарский карбонатный резервуар представляет собой толщу мелководношельфовых карбонатных отложений, накопленных в ходе нескольких циклов осадконакопления, связанных с колебаниями уровня моря (Рис. 5). Каждый осадочный ритм состоит из базисного слоя вакстоуна или пакстоуна, который перекрывает слой зернистого или строматолитового известняка *Palaeoplysinid*. В составе ассель-сакмарской карбонатной толщи выделяется два основных интервалов коллекторов:

А и С. Верхний интервал А в центральной части месторождения сложен наиболее высокоёмкими и проницаемыми породами и представляет собой «лакомый кусок» (“sweet spot”), а улучшенные коллектора в составе нижнего интервала С, в основном, локализованы по периметру месторождения. Рис. 6, на котором изображен сейсмический атрибут «Общая амплитуда» в окнах, соответствующих интервалам А и С, иллюстрирует распространение коллекторов в плане, выявленное по результатам инверсионных преобразований. В целом, увеличение внутригранулярной и межгранулярной пористости и проницаемости индексируется прослоями микрокодиума (остатками реликтового грунта), накапливавшегося на субаэральной поверхности. (Свиридчук, 2003).

Оценка месторождения проведена по 26 скважинам, две из которых расположены за пределами месторождения. Средняя глубина залегания коллектора – 2200 м. Ловушка – комбинированная структурно-стратиграфическая (Рис. 7). Определение типа ловушки опирается на убедительное свидетельство: структурное замыкание не определяет контур нефтеносности. Общая толщина коллектора изменяется от 80 до 130 м; проницаемость очень различна – от 1 до 4520 мД, причем более высокие значения проницаемости связаны с зонами выщелачивания. Максимальная измеренная пористость по образцам керна составляет 30%, а средняя плотность нефти по АНИ равна 35. Анализ пластового флюида показал, что содержание H_2S в ассель-сакмарских отложениях составляет 2-3%.

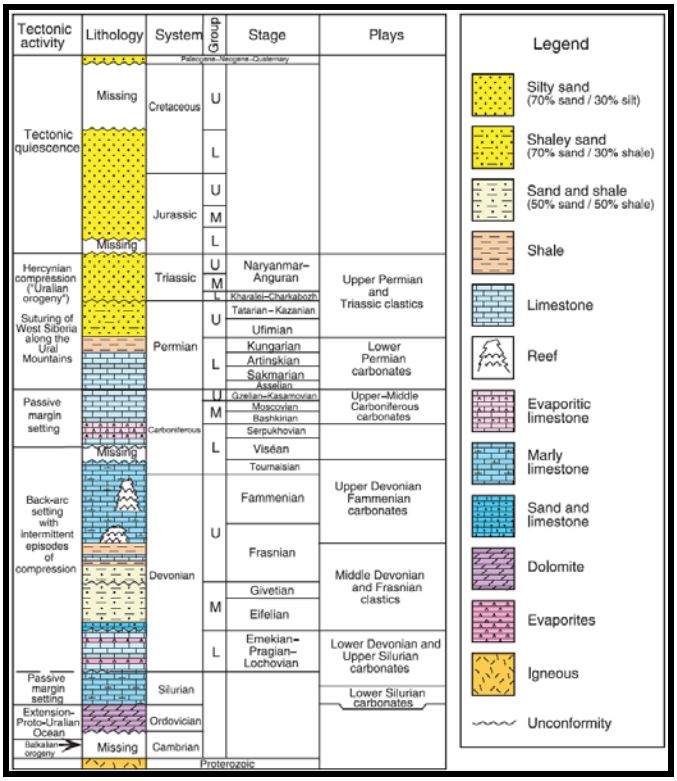

Рис. 4. Обобщенный стратиграфический разрез Тимано-Печорского бассейна (Фоссум и др., 2000).

Программа разработки и транспортировки

Программа разработки предполагает строительство пяти кустов с 46 добычными, 44 водонагнетательными и 18 водозаборными скважинами, которая будет выполнена в две стадии. Стадия 1 проекта предполагает производительность 60000 баррелей нефти в сутки в 4-м квартале 2007 года, а Стадия 2 предполагает увеличение производительности до 160000 баррелей в сутки к 4-му кварталу 2008 года. Центральный пункт сбора будет располагать хранилищем на 780000 баррелей нефти и будет рассчитан на пропускную способность воды до 250000 баррелей в сутки. Попутный газ будет проходить сероочистку до уровня содержания H_2S ниже 5 ppm перед закачкой в пласт. Углеводороды с ЮХ месторождения будут транспортироваться по трубопроводу длиной 162 км до Варандейского морского терминала мощностью 200000 баррелей в сутки. Варандейский терминал, расположенный на глубине около 17 м, располагает четырьмя емкостями для хранения нефти общим объемом 1,25 млн. баррелей. Излишки газа будут закачиваться в соседнее Ярейюское месторождение.

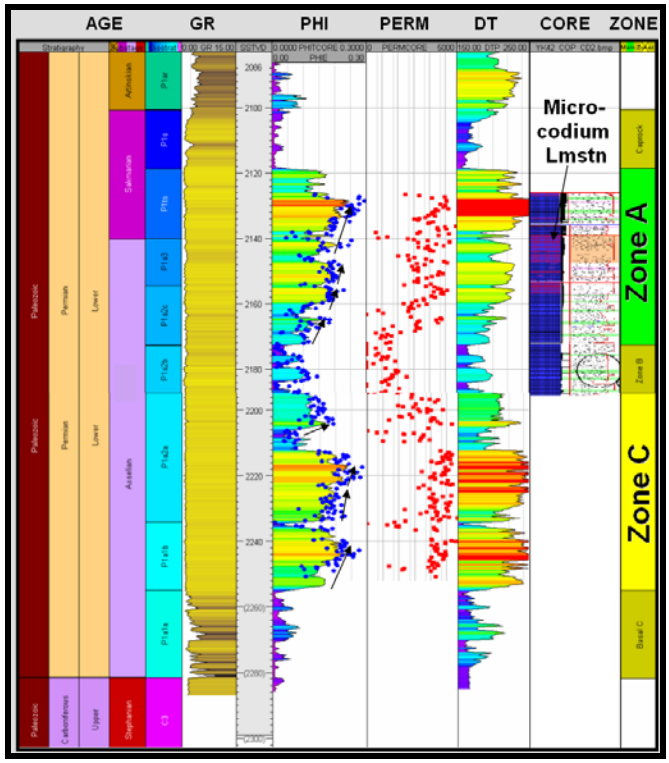

Рис. 5. Типичный каротаж ЮХ месторождения по двум ключевым скважинам. Пачка мелководношельфовых карбонатных отложений разделяется на несколько осадочных ритмов, накопление которых было связано с колебаниями уровня моря. Стрелки показывают укрупнение гранул пород вверх по разрезу.

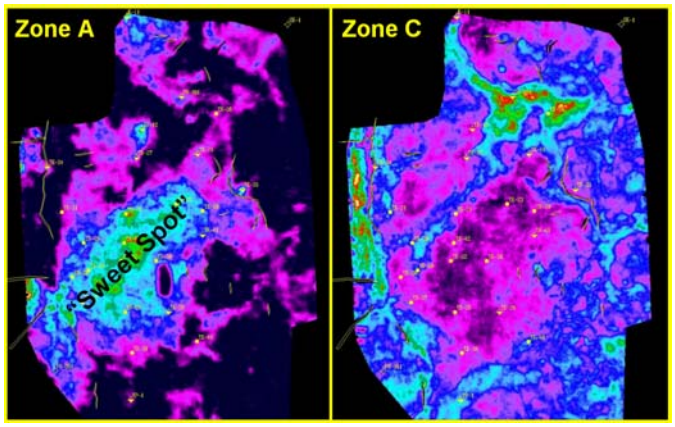

Рис. 6. Сейсмический атрибут «Общая амплитуда», рассчитанный по кубу акустического импеданса в окнах, соответствующих интервалам А и С. Более теплые цвета индексируют более пористые участки, более холодные цвета – более низкую пористость.

Методика и интерпретация

Переобработка сейсмических материалов

В зимние сезоны 1992-1994гг. на участке Южно-Хыльчуюского месторождения была проведена 3Д-сейсморазведка общей площадью 217 кв. км средней кратностью 46 (синий контур на рис. 7). В качестве источника возбуждения сейсмических волн использовались 2 группы по три вибратора. Для повышения эффективности работ и получения качественного материала использовалась специальная расстановка по шесть приемников полосой по четыре линии возбуждения в каждой полосе, дополненная слаломной линией в один проход. Исходный материал был первоначально обработан в 1995г. по методике временной миграции после суммирования.

Поскольку материалы были обработаны очень давно, ожидалось значительное улучшение качества данных за счет новых методов, которые доступны сейчас. Мы считали, что сможем получить значительно более высокую степень вертикального и горизонтального разрешения в целевом интервале. В ходе данной работы использовалась современная методика временной миграции до суммирования (PSTM). После аккуратной переобработки, подавления помех и многократного ввода статических и кинематических поправок была достигнута более тесная увязка скоростей. Длиннопериодные статические поправки постоянные для конкретного горизонта, вносились до суммирования, а затем делалась временная миграция до суммирования по алгоритму Кирхгофа. Обработка после миграции включала анализ скоростей, согласованных для данного горизонта, регулировка статики и получение частичнократных кубов. Каждый шаг работы внимательно контролировался.

Результаты повторной обработки оказались очень обнадеживающими (рис. 8). Для удобства сравнения на оба профиля вынесены отражающие горизонты, ограничивающие целевой интервал и соответствующие кровле покрышки и кровле каменноугольной толщи. В ходе применения более четких алгоритмов миграции, позволивших повысить качество позиционирования крутопадающих склонов, также было получено значительно более высокое вертикальное разрешение временного разреза. Улучшение вертикального разрешения, достигнутое, главным образом, за счет максимального сохранения частотного состава данных, существенно повышает достоверность кинематической и динамической интерпретации.

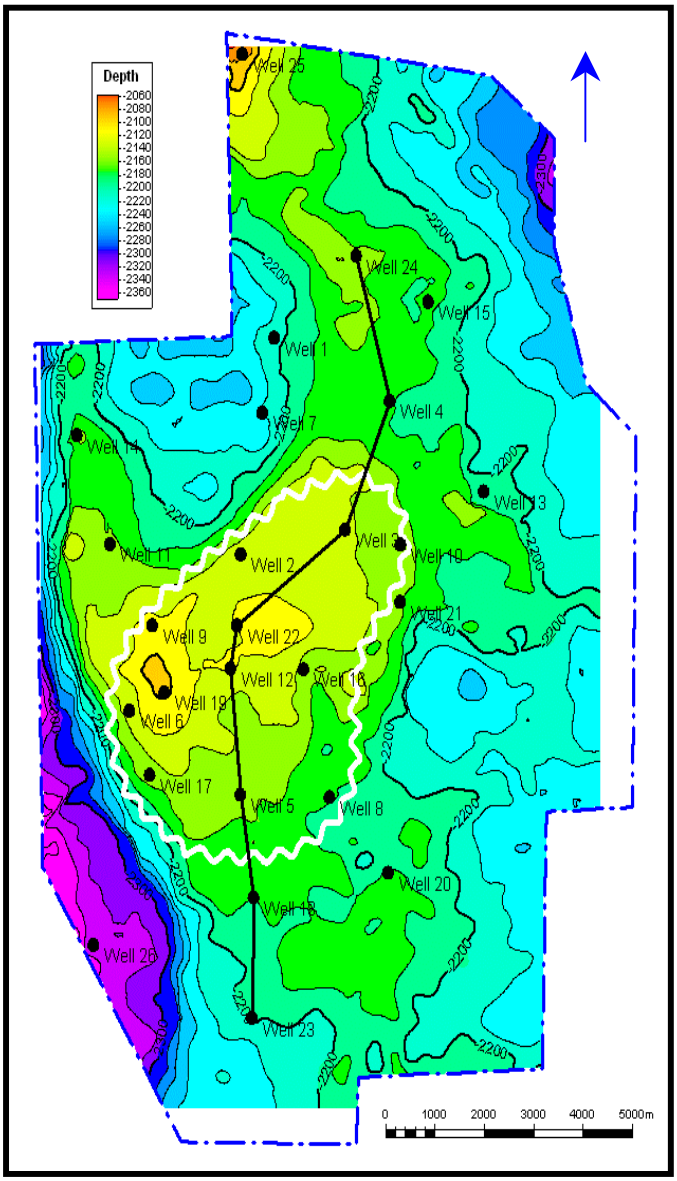

Рис. 7. Структурная карта по кровле нижнепермского коллектора, построенная с учетом данных бурения. Синяя пунктирная линия показывает границы сейсмического полигона. Белая волнистая линия оконтуривает зону улучшенных коллекторов интервала А («sweet spot»), закартированную по результатам инверсии (см. рис. 6). Черная линия показывает положение линии субмеридионального профиля, проиллюстрированного на рис. 10 и 15 ниже. Интервал контуров составляет 20 метров.

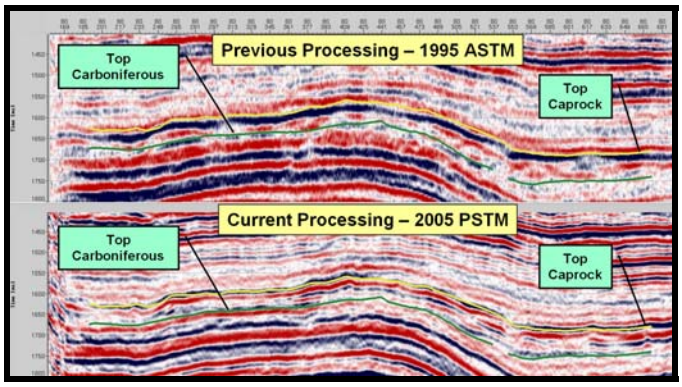

Рис. 8. Показательные сейсмические профили – первоначальные в сопоставлении с результатами последней обработки.

Анализ керна

В ходе данной работы было приобретено и исследовано более 1600 обычных образцов керна, как из коллекторских, так и из неколлекторских пород ассель-сакмарского разреза. Образцы с максимальной пористостью (до 30%) и проницаемостью (до 4520 мД) были получены в основном из присводовой части центрального купола. Субаэральное преобразование пород, предположение о котором возникло по результатам интерпретации каротажа и получило свое подтверждение при описании фаций на основе исследования полнообъемного керна, также было очевидно при изучении цилиндров керна. Неколлекторские породы накапливались в основном по периферии структуры, а также и в сводовой части в периоды значительного подъема уровня моря. Обломки керна, оставшиеся после выпиливания образцов керна для анализов, были использованы для биостратиграфической интерпретации (Хлопин и др., 1996).

Данные гидродинамических испытаний и гидропрослушивания

В период оконтуривания месторождения в разное время было проведено около семидесяти относительно краткосрочных испытаний в открытом стволе и испытаний притока в колонне. Испытания были проведены во всех продуктивных интервалах – с дебитами от 18 до 5525 баррелей в сутки при депрессиях на пласт от 217до 3015 psia, причем средний дебит составлял 2120 баррелей в сутки, а среднее значение депрессии – 1200 psi. Многие скважины при испытаниях дали приток нефти с водой или только воды. Из этих данных можно вывести сложную картину дифференцированного ВНК (рис. 9). Важно также, что данные испытаний не совпадают с результатами интерпретации каротажных диаграмм.

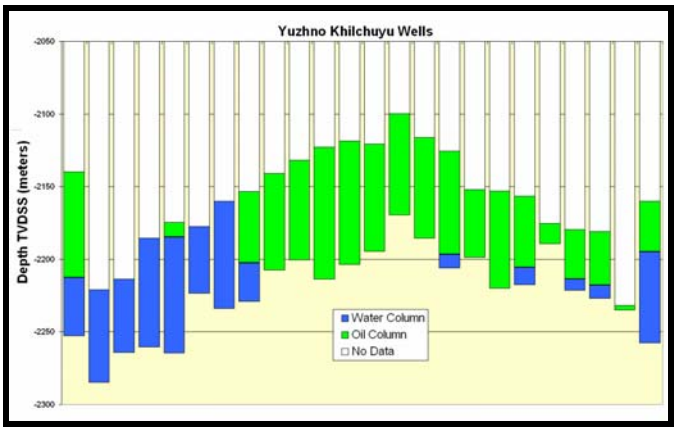

Рис 9. Схематичный разрез, иллюстрирующий различные уровни ВНК, основанный на интерпретации данных гидродинамических испытаний. (Стросс, 2005).

Интерпретация каротажных диаграмм

В рамках данного проекта была проведена всесторонняя петрофизическая оценка каждой скважины по данным ГИС и анализа полнообъемного керна. После длительной процедуры контроля качества данных, увязки каротажных диаграмм и полнообъемного керна по глубине, были рассчитаны матричная пористость, кавернозная пористость и водонасыщенность. После этого для выделения типов пород с различной литологией и типами порового пространства был проведен кластерный анализ (Соколова и Кляжников, 2005).

Расчет пористости был сделан на основе данных российского нейтронного гамма-каротажа с одним датчиком (данные компенсированного нейтронного каротажа есть по четырем более поздним скважинам), акустического и плотностного каротажа. Глинистость не оценивалась, потому что коллекторские породы очень мало заглинизированы. Общая пористость по данным НГК была рассчитана по традиционной методике, с опорой на два реперных пласта с высоким и низким значением НГК, с поправкой на активность гамма-лучей по прибору нейтронного каротажа. Основываясь на ранее известных данных по площади и результатах специального анализа керна было определено граничное значение пористости, равное 9%, для выделения пород-коллекторов.

Водонасыщенность первоначально рассчитывалась на основе двух основных пакетов данных – сфокусированный индукционный каротаж сопротивления и несфокусированный БКЗ (российский метод). Данные БКЗ, которых было больше всего, были интерпретированы на основе методики изо-резистивиметрии, которая использует сфокусированный индукционный каротаж с одним датчиком и боковыми приспособлениями. К сожалению, все скважины, кроме одной, были пробурены на растворе с пресной водой, которая внесла определенную недостоверность в данные сопротивления, записанные БКЗ, из-за глубокого проникновения

пресноводного бурового раствора в приствольную зону. Однако, одна скважина была пробурена на растворе на нефтяной основе, а ГИС в ней был записан методом сфокусированного индукционного каротажа с глубоким проникновением, что позволило откалибровать данные БКЗ по точным данным сопротивления в нефтенасыщенной части ствола скважины. По причине противоречивости в определении водонасыщенности по ГИС и испытаниям, как было указано выше, были использована методика расчета J-функции, которая основана на имеющихся данных капиллярного давления и данных метода нагнетания ртути, а также на результатах группового петрофизического анализа. Более подробные детали приведены ниже.

Технология корреляции и моделирования геологических фаций

Мультидисциплинарной командой была разработана технология одновременной интегрированной корреляции данных сейсмики и каротажа скважин, на основе моделирования синтетических сейсмограмм и детальной привязки сейсмики к скважинам, с привлечением результатов биостратиграфического анализа. В ходе всесторонне согласованной корреляции сейсмических и скважинных данных была определена и оптимизирована модель геологических фаций, которая изложена выше. В разрезе продуктивной толщи были выделены пять основных интервалов – покрышка (верхний флюидоупор), интервал А (первостепенный коллектор), интервал В (третьестепенный коллектор), интервал С (второстепенный коллектор) и базальный интервал С (в основном неколлекторские породы). На Рис. 10 представлен показательный разрез, который иллюстрирует основные выделенные интервалы и участки пористости.

Интервал покрышки легко прослеживается по всей площади месторождения. Этот интервал является верхним флюидоупором нижнепермской залежи. Его толщина изменяется от 15 на периферии до 40 м над центральной частью месторождения. Интервал А, который слагает морфологически выраженный центральный купол (см. рис. 6 и 7), изменяется по толщине от нескольких метров на периферии до более чем 60 м в центральной части месторождения и в районе «sweet spot». Толщина интервала В изменяется от 10 до 30 м, причем в нем прослеживается спорадическое развитие пористости. Интервал С морфологически представляет собой вал прямоугольной формы, предположительно окаймляющий тектонический блок, опущенный в рельефе дна палеоморя по малоамплитудным разломам (см. рис. 6). Его толщина изменяется от 10 м в центральной части залежи углеводородов до более чем 70 метров по периметру. Характерно, что большие толщины интервалов А и С соответствуют в плане зонам улучшенных коллекторов.

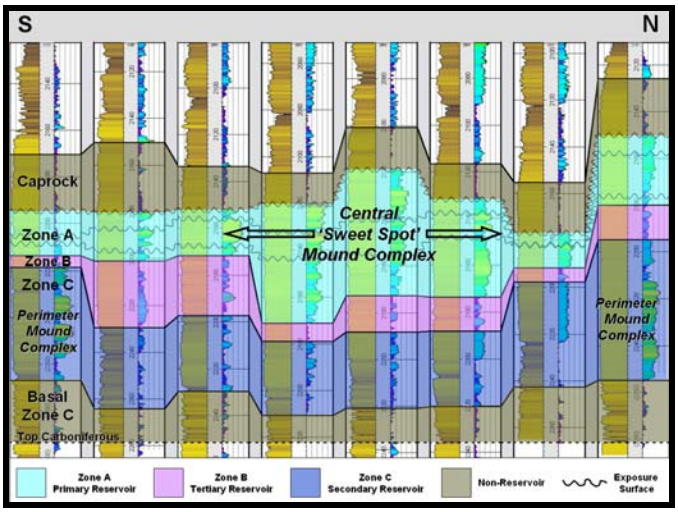

Рис. 10. Стратиграфический разрез с юга на север, отображающий стратиграфическое строение Южно-Хыльчуюского месторождения и распределение выделенных интервалов. Для каждой скважины представлены диаграммы ГК (слева) и диаграммы интерпретированной пористости. Разрез выровнен по подошве нижнепермских отложений. См. линию разреза на Рис. 7.

Акустическая инверсия по алгоритму CSSI

Для прогрозирования распределения пористости в ассель-сакмарском продуктивном интервале, была выделена акустическая инверсия переработанного суммарного куба данных 3Д по алгоритму редких импульсов (Constrained Sparse Spike Inversion). Была выведена закономерность между полученными в скважинах значениями акустического импеданса и пористостью, рассчитанной по данным ГИС. Используя эту закономерность, куб рассчитанного акустического импеданса был преобразован в куб пористости. В полученном кубе пористости наблюдаются ожидаемые изменения пористости в коллекторских интервалах в мелком масштабе (см., например, рис. 11). Анализ куба пористости, извлеченной из сейсмических данных, показал высокую сходимость со значениями пористости, рассчитанной по скважинным, но наиболее устойчивые корреляционные связи были обнаружены с эффективной емкостью (Phi-H или произведения пористости на толщину).

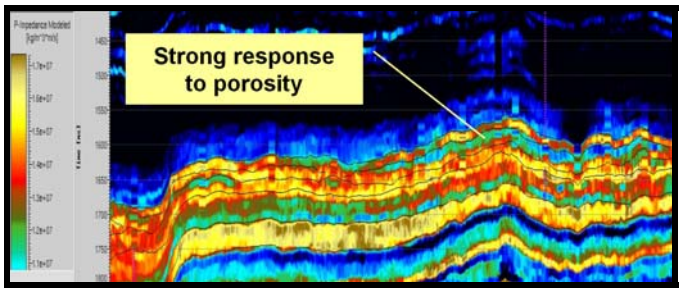

Рис 11. Показательный разрез акустического импеданса, которой демонстрирует хорошую чувствительность импеданса к изменениям пористости.

На рис. 12 показан график зависимости параметра «Общая амплитуда» (произведение временнóй толщины на пористость, спрогнозированную по данным акустического импеданса в точках скважин) от эффективной ёмкости, рассчитанной в скважинах. Коэффициент корреляции оказался очень высоким и составил 96%, в то время как стандартная погрешность, основанная на Т-распределении Стьюдента составляет 75% от ограниченного множества данных.

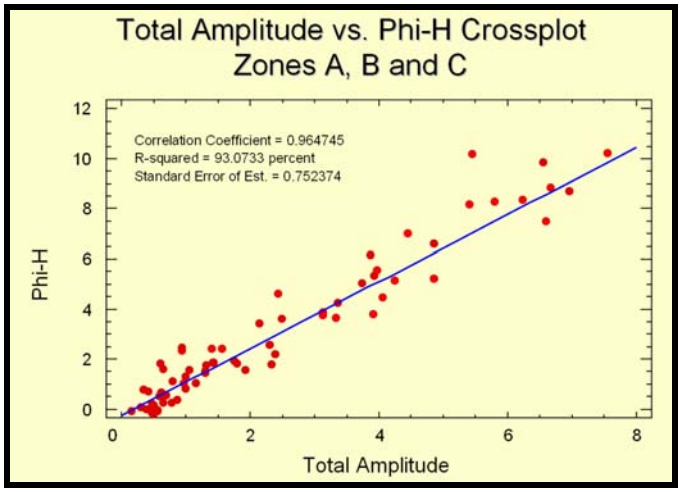

Рис. 12. График зависимости параметра «Общая амплитуда – произведение временной толщины на спрогнозированную по импедансу пористость» от эффективной ёмкости интервалов A, B и C показывает сильно выраженную корреляцию между параметрами ёмкости, рассчитанными по сейсмическим и по скважинным данным.

Сдвиговый акустический импеданс и анализ Vp/Vs

В дополнение к сделанному, для характеристики пластового флюида были рассчитаны сдвиговый акустический импеданс и коэффициент Пуассона (Vp/Vs - отношение скорости продольных волн к скорости поперечных волн). Однако, прогностические возможности этого метода были оценены как слабые из-за двух основных факторов: во-первых, слабого влияния пластового флюида на Vp/Vs, что типично для карбонатов, и, во-вторых, привлечения замеров скорости поперечных волн из скважины, удаленной на сотни километров, в связи с отсутствием таковых в скважинах месторождения (Фостер, 2006).

Стохастическая инверсия

Стохастическая инверсия использует подход, основанный на алгоритме Цепи Маркова-Монте-Карло (МСМС). Переработанные сейсмические данные (для учета латеральной разрешенности) и данные пористости по ГИС (для вертикальной разрешенности) были обработаны по стохастической выборке, для получения статистически правильной и геологически обоснованной модели коллектора с высокой разрешающей способностью.

Исходно была тщательно выверена матрица вероятностного распределения скважинной и сейсмической пористости, которая связывала между собой объем дискретных значений литотипов, выделенных по петрофизическому кластерному анализу, с полнократно суммированными и мигрированными сейсмическими данными, пористостью по ГИС, моделью геологических фаций и геостатистику. Исходные геостатистические параметры состояли из ожидаемого распределения данных в виде гистограмм и горизонтальных и вертикальных вариограмм, чтобы описать их выдержанность и изменчивость для каждого интервала.

Затем был использован алгоритм МСМС для создания статистически корректного набора результирующих моделей с учетом полученных фунций плотности вероятности. Для получения наиболее геологически обоснованного результата, соответствующего исходной концептуальной модели фаций, было сделано множество итераций, в ходе которых тестировались различные геостатистические исходные параметры. После тщательного выбора параметров, для исследования моделируемого пространства и для подтверждения чувствительности результата к изменению параметров, было рассчитано множество реализаций.

Методы МСМС в последнее время стали использоваться как основные инструменты решения задач с большим числом случайных переменных величин. Поскольку вводная функция плотности вероятности может быть очень сложной, невозможно использовать аналитические методы (Чен и Ховерстен, 2003). В случае применения стохастической инверсии, можно использовать различные исходные данные, включая каротажные данные, кубы сейсмических параметров, вариографию и, что особенно важно, геологические представления. Результирующее моделирование вычисляется путем выборки значений из цепи Маркова, у которой дано вероятностное распределение, а по этим значениям, вычисляются другие характеристики. В каждой итерации рассчитываются результирующие свойства сравниваются с ожидаемым статическим распределением исходных данных, и вычисляется остаточная невязка. Если навязки сокращаются за счет новых значений, итерация сохраняется и используется как исходная для следующей итерации. Если разница становится больше, результат отвергается или приниматеся в следующей итерации для нахождения глобального максимума вероятности.

Моделирование должно приблизиться к наилучшему решению и определяется на основе метода конвергентного диагноза (Гельман и Рубин, 1992).

В результате процесса стохастической инверсии была получена очень детальная модель пористости по всем пластам продуктивного интервала. Также эта инверсия была использована для создания распределения емкостных свойств пород в цифровой геологической модели. См. Рис. 13, на котором показана схематическая последовательность стохастического процесса расчета куба пористости. Для получения окончательных высокоразрешенных моделей свойств с помощью стохастической инверсии по алгоритму МСМС использовались полученные по каротажным данным проницаемость и водонасыщенность на основе J-функции.

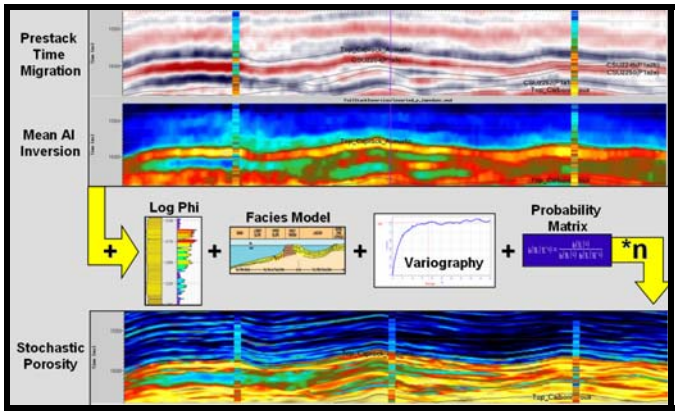

Рис 13. Схематичная последовательность стохастической инверсии.

Петрофизический кластерный анализ

Основной задачей кластерного анализа являлось разделение основных типов пород по пористости, структуре порового пространства, наличию трещиноватости и кавернозности. Задача состояла в том, чтобы использовать петрофизические кластеры в качестве дополнительного контролирующего фактора при геологическом моделировании. На основе сопоставления кривых ГК, общей пористости и акустического каротажа в качестве исходных данных, породы были поделены на шесть типов. Поскольку большинство кластерных множеств четко не отличались друг от друга, интерпретировались две основные группы, и эти результаты использовались для геологического и гидродинамического моделирования. Множества двух основных групп использовались в высокоразрешенной геологической модели для заполнения ячеек параметром водонасыщенности, рассчитанным по функции Леверетта. На Рис. 14 схематично показаны шесть групп, отображающие соотношение пористости и проницаемости.

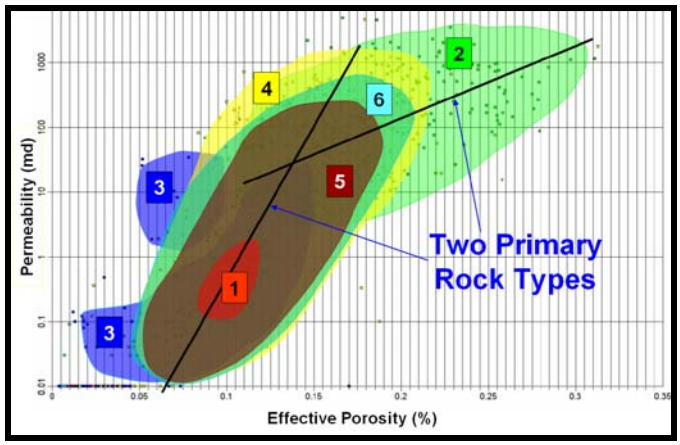

Рис. 14. Соотношение пористости и проницаемости, цветокодированное по кластерам, основанным на петрофизическом анализе каротажной базы данных Южно-Хыльчуюского месторождения (Соколова и Кляжников, 2005).

Моделирование проницаемости

Проницаемость по данным ГИС была смоделирована с использованием преобразования сгущенного Р-множества данных пористости и проницаемости, полученным по анализу керна, и расчетной пористости по ГИС. Во-первых, был построен график пористости по данным образцов керна относительно проницаемости по данным образцов керна. Результирующий график Р-множества был сгущен с помощью блокирования точек данных пористости и проницаемости, а также было сделано редактирование, чтобы получить правдоподобное распределение. При прохождении точечных данных, полученных по керну, через первый фильтр дискретизации (блокирования) естественным образом убрались резко отклоняющиеся значения. Расчетная пористость по ГИС была смоделирована относительно распределения сгущенного Р-множества с использованием двумерное наложение. Результирующий набор значений проницаемости, необходимый для ввода в моделирование по МСМС, был получен путем геометрического усреднения результирующих реализаций. На Рис. 15 показана схема технологии моделирования проницаемости по ГИС.

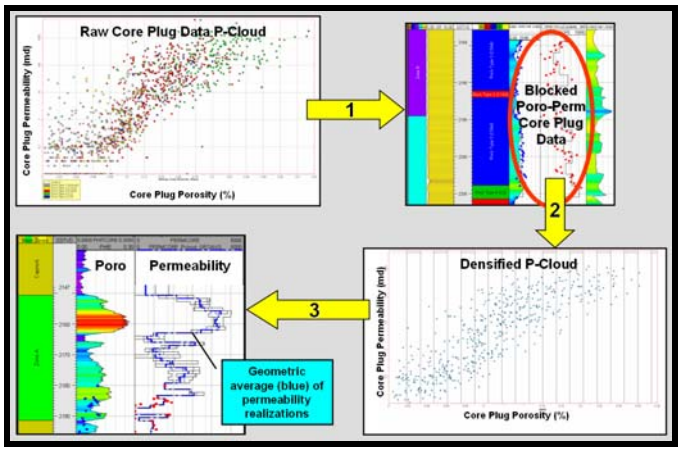

Рис. 15. Схема технологии моделирования проницаемости по ГИС на основе трансформации P-множества значений пористости по керну, проницаемости по керну и пористости по ГИС.

Водонасыщенность

Как отмечено выше, для заполнения модели водонасыщенности использовался подход на основе J-функции. Путем комбинирования данных испытаний скважин и расчетных данных водонасыщенности по результатам каротажа сопротивления БКЗ, определенным площадям и интервалам в пределах месторождения были присвоены значения уровня нулевого капиллярного давления. После обзора имевшихся в распоряжении данных капиллярного давления, данные были преобразованы в J-функции на основе лабораторных данных, следуя подходу, использованному в работе Харрисона (2001). Были получены две J-функции, одна для типа пород 2 (наилучшая пористость и проницаемость) и одна для всех оставшихся типов пород (Рис. 16). Результирующие J-функции были использованы в моделировании свойств пород, как описано ниже. Исходные данные для расчета водонасыщенности на основе J-функции – смоделированный тип породы, пористость, проницаемость и интерпретированный уровень нулевого капиллярного давления.

Моделирование свойств пород

Подход на основе алгоритма МСМС был использован для создания множества реализаций окончательных моделей типов пород, их свойств проницаемости и водонасыщенности с высоким разрешением, в дополнение к стохастическим

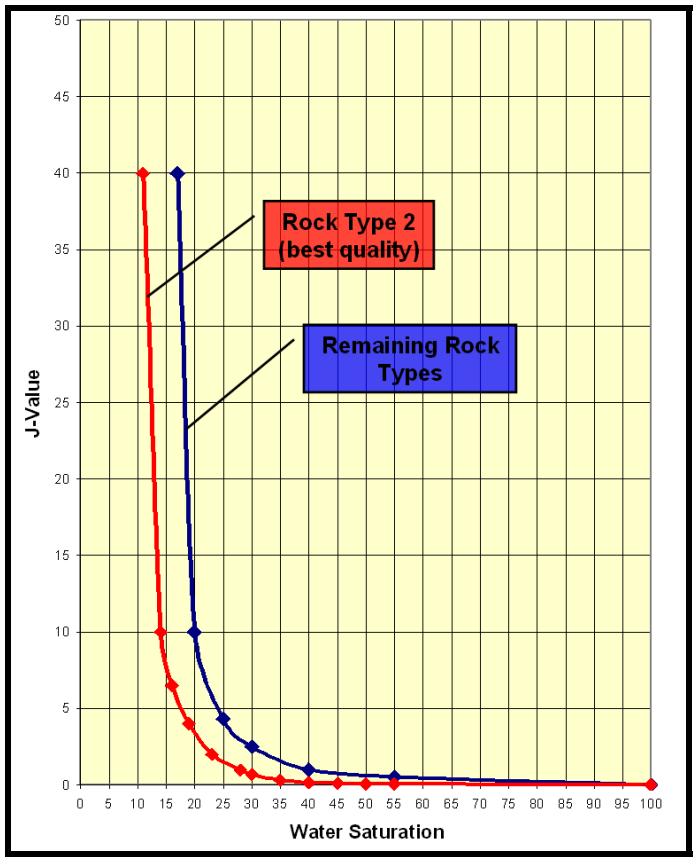

Рис. 16. Обобщенное изображение J-функций, которые использовались в моделировании МЦМК. Две кривые представляют собой расчетные J-функции для каждого обобщенного типа пород, изображенных на Рис. 14.

моделям пористости, описанным выше. Исходные данные включали в себя высокоразрешенный куб стохастической пористости, результаты петрофизической обработки данных ГИС, смоделированные значения проницаемости, производные петрофизических зависимостей, J-функции типов пород и геологические представления о трендах, форме, толщинах и горизонтальном распределении коллектора в геостатистической форме (вариограммы и гистограммы). После множества итераций с переборов исходных параметров и процессами проверки результатов, которые включали в себя сравнение результатов с данными контрольных четырех скважин, секторной настройки с историческими данными, были получены окончательные высокоразрешенные модели свойств, геологически обоснованные и статистически непротиворечивые к исходным данным. На рис. 17 приведены примеры смоделированных типов пород, пористости, проницаемости, и водонасыщенности. Разрез ориентирован с юга на север. Множественные реализации были ранжированы на основе статистики модели свойств (средняя, стандартное отклонение, несовпадение и т.д.), расчета ёмкостного объема и моделирования контура нефтеносности, которые выступали в качестве контрольных критериев. После процедуры ранжирования и анализ отклонений была выявлена лучшая техническая модель, которая и была принята в качестве основной для дальнейшей оптимизации программы бурения.

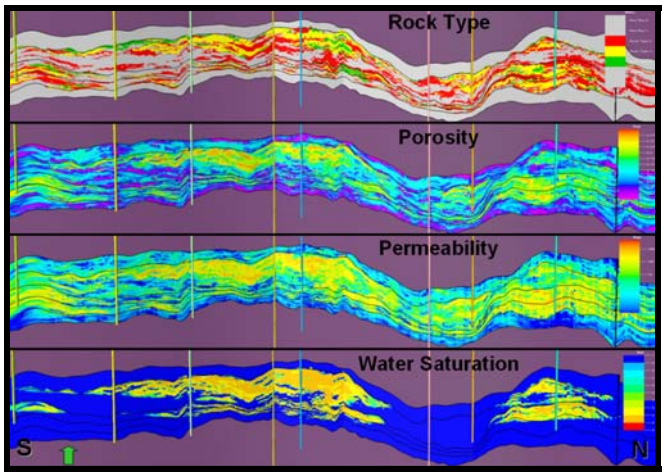

Рис. 17. Разрез с юга на север (см. рис. 7 – линия разреза) – окончательные модели типа пород, пористости, проницаемости и водонасыщенности. Вертикальные линии обозначают контроль данными бурения.

Заключение

Данное исследование добавило много новой информации о Южно-Хыльчуюском месторождении, и, в то же время, для мультидисциплинарной рабочей группы проекта послужило прекрасным методическим полигоном для разработки технологии интегрированной интерпретации и всесторонне согласованного геологического и гидродинамического моделирования. Вклад, который внесли специалисты различного профиля, дал очень много полезного с точки зрения целостности и надежности окончательных высокоразрешенных геологических моделей. Было совершенно очевидно с самого начала, что переобработка сейсмических данных окажет большое влияние. Было ясно и то, что понимание геологического строения месторождения являлось критически важным для окончательного успеха. Также, использование геостатистической инверсии на основе МСМС дало значительный вклад в новую геологическую модель и явилось критически важным для отражения в модели более мелких деталей и для понимания отклонений и относительных неопределенностей в результатах.

Благодарность

Авторы выражают благодарность коллегам, внесшим свой вклад в исследование. Это Андре Бушар, Чарльз (Чип) Т. Физл, Гордон У. Филдер, Дуглас Дж. Фостер, Рэй У. Митчелл, Гэри Д. Майерс, Клод Шипенс, Синдр Соренсен, Стивен Стросс, Крис Свиридчук и Марк Е. Вюншер – КонокоФиллипс; Сергей Н. Горецкий, Наталья Р. Цыганова, Григорий У. Кобзарев, Сергей В. Кашаев и Юрий В. Шагаров - ЛУКОЙЛ; Раймонд (Энди) А. Хаас, Валерий Д. Мотрук, Татьяна С. Пилосова, Борис И. Рапопорт и Александр М. Русалин – НМНГ; Денис Антонов, Наталья Черноглазова, Дмитрий Даудин, Михаил Ерченков, Павел Ершов, Дмитрий Кляжников, Константин Кунин, Елена Малышева, Бет Рис, Александр Рыков, Денис Сауссус, Татьяна Соколова, Пол Тиинк и Ольга Журавлева – Фугро-Джейсон, Василий И. Дузин и Елена П. Симоненко – Помор-Герс.

Библиография

Bonner, F. M., E. J. Bergamo, C. Gonzalez, W. King, S. R. Strauss and P. L. Wilson, 1995, Yuzhno Khilchuyu well test report, ConocoPhillips internal report, p. 1-22.

Chen, J. and G. M. Hoversten, 2003, Joint Stochastic Inversion of Geophysical Data for Reservoir Parameter Estimation, Society of Exploration Geophysicists 73rd Annual Meeting Proceedings.

Clopine, W. W., E. M. Musafirova, and K. Swirydczuk, 1996, Lower Permian fusulinid biostratigraphy and graphic correlation in Yuzhno Khilchuyu field, Timan Pechora basin, northern Russia (abs.): Sixth North American Paleontological Convention Abstracts of Papers, Paleontological Society Special Publication 8, p. 75.

Dedeev, V., L. Aminov, V. A. Molin and V. V. Yudin, 1993, Tectonics and systematic distribution of deposits of energy resources of the Pechora platform: Petroleum Geology, v. 27, no. 9-10, p. 324-335 (*translated from Aktual 'nyye problemy tektoniki SSSR, Nauka, p. 124-138, 1988*).

Fossum, B. J., W. J. Schmidt, D. A. Jenkins,V. I. Bogatsky, and B. I. Rappoport, 2001, New frontiers for hydrocarbon production in the Timan-Pechora Basin, Russia, *in* M.W. Downey, J. C. Threet, and W. A. Morgan, eds., Petroleum provinces of the twenty-first century: AAPG Memoir 74, p. 259–279.

Foster, D. 2006, Summary of the Yuzhno Khilchuyu Seismic Inversion Project, ConocoPhillips Internal Report, p. 1-3.

Gelman, A. and Rubin, D., 1992, Inference from iterative simulation using multiple sequences: Statistical Science, 7, p. 457-511.

Guilloux, Y. C., E. O. Maleshova, T. F. Cokolova and P. H. Ershov, 2006, Yuzhno Khilchuyu Field reservoir characterization and geological modeling final report, NaryanMarNefteGaz internal report.

Harrison, B., 2001, Saturation Height Methods and Their Impact on Volumetric Hydrocarbon in Place Estimates, SPE 71326, p. 1-12.

Hirasaki, George J., 2004, Flow and Transport in Porous Media II Multidimensional Displacement, Chapter 3 *in* Hydrostatic Fluid Distribution.

Lindquist, Sandra J., 1999, The Timan-Pechora Basin Province of Northwest Arctic Russia: Domanik—Paleozoic Total Petroleum System, U.S. Department of the Interior, U.S. Geological Survey.

Meyerhoff, A. A., 1980, Petroleum basins of the Soviet Arctic: Geological Magazine, v. 117, No. 2, p. 101-186.

Sokolova T.F., Klyazhnikov D.V. et al., 2005, Saturation determination of complex carbonate reservoirs using well log data with application of cluster analysis, 7th International Conference "Geomodel-2005", Gelendjik, Russia.

Swirydczuk, K., B. I. Rapoport, V. F. Lesnichy, and J. A. Quadir, 2003, Yuzhno Khilchuyu field, Timan-Pechora Basin, Russia, in M. T. Halbouty, ed., Giant oil and gas fields of the decade 1990–1999, AAPG Memoir 78, p. 251– 274.

Рисунки

Рис. 8. Карта территории деятельности «Нарьянмарнефтегаза» (НМНГ) в Тимано-Печорском бассейне Ненецкого автономного округа.

Рис. 9. Обобщенная тектоническая карта Тимано-Печорского бассейна. Разрез А-А' (Рис. 3) иллюстрирует структурные условия вокруг Южно-Хыльчуюского месторождения. (Фоссум и др., 2000).

Рис. 10. Разрез с запада на восток по северной части Тимано-Печорского бассейна, на котором показано расположение Южно-Хыльчуюского месторождения на Колвинском мегавале. Ловушка месторождения находится в нижнепермских отложениях (Ассельско-Сакмарские и Кунгурские), а также показаны перекрывающие верхнепермские песчаники (Фоссум и др., 2000).

Рис. 11. Обобщенный стратиграфический разрез Тимано-Печорского бассейна (Фоссум и др., 2000).

Рис. 12. Типичный каротаж ЮХ месторождения по двум ключевым скважинам. Пачка мелководношельфовых карбонатных отложений разделяется на несколько осадочных ритмов, накопление которых было связано с колебаниями уровня моря. Стрелки показывают укрупнение гранул пород вверх по разрезу.

Рис. 13. Сейсмический атрибут «Общая амплитуда», рассчитанный по кубу акустического импеданса в окнах, соответствующих интервалам А и С. Более теплые цвета индексируют более пористые участки, более холодные цвета – более низкую пористость.

Рис. 14. Структурная карта по кровле нижнепермского коллектора, построенная с учетом данных бурения. Синяя пунктирная линия показывает границы сейсмического полигона. Белая волнистая линия оконтуривает зону улучшенных коллекторов интервала А («sweet spot»), закартированную по результатам инверсии (см. рис. 6). Черная линия показывает положение линии субмеридионального профиля, проиллюстрированного на рис. 10 и 15 ниже. Интервал контуров составляет 20 метров.

Рис. 8. Показательные сейсмические профили – первоначальные в сопоставлении с результатами последней обработки.

Рис 9. Схематичный разрез, иллюстрирующий различные уровни ВНК, основанный на интерпретации данных гидродинамических испытаний. (Стросс, 2005).

Рис. 10. Стратиграфический разрез с юга на север, отображающий стратиграфическое строение Южно-Хыльчуюского месторождения и распределение выделенных интервалов. Для каждой скважины представлены диаграммы ГК (слева) и диаграммы интерпретированной пористости. Разрез выровнен по подошве нижнепермских отложений. См. линию разреза на Рис. 7.

Рис. 11. Показательный разрез акустического импеданса, которой демонстрирует хорошую чувствительность импеданса к изменениям пористости.

Рис.12. График зависимости параметра «Общая амплитуда – произведение временной толщины на спрогнозированную по импедансу пористость» от эффективной ёмкости интервалов А, В и С показывает сильно выраженную корреляцию между параметрами ёмкости, рассчитанными по сейсмическим и по скважинным данным.

Рис 13. Схематичная последовательность стохастической инверсии.

Рис. 14. Соотношение пористости и проницаемости, цветокодированное по кластерам, основанным на петрофизическом анализе каротажной базы данных Южно-Хыльчуюского месторождения (Соколова и Кляжников, 2005).

Рис. 15. Схема технологии моделирования проницаемости по ГИС на основе трансформации Р-множества значений пористости по керну, проницаемости по керну и пористости по ГИС.

Рис. 16. Обобщенное изображение J-функций, которые использовались в моделировании МЦМК. Две кривые представляют собой расчетные J-функции для каждого обобщенного типа пород, изображенных на Рис. 14.

Рис. 17. Разрез с юга на север (см. рис. 7 – линия разреза) – окончательные модели типа пород, пористости, проницаемости и водонасыщенности. Вертикальные линии обозначают контроль данными бурения.