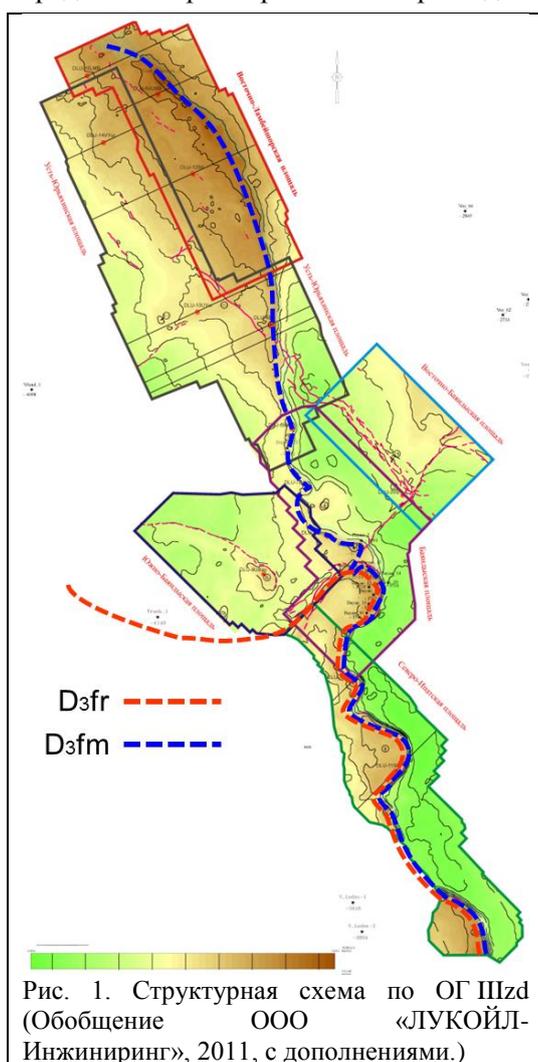


Использование инверсионных преобразований на поисковом этапе (на примере Денисовской впадины Тимано-Печорского НГБ).

Хромова И.Ю., Цыганова Н.Р. (ОАО «ЛУКОЙЛ»)

Детальность изучения территории обуславливается этапностью сейсморазведочных работ. В соответствии с [1] «деление геологоразведочного процесса на этапы и стадии имеет целью установление рациональной последовательности выполнения различных видов работ и общих принципов оценки их результатов на единой методической основе для повышения эффективности использования недр. Виды, объемы работ и методы исследований, применяемые на отдельных этапах и стадиях, должны составлять рациональный комплекс, обеспечивающий решение основных геолого-экономических задач с минимальными затратами сил и средств в конкретных геологических и географических условиях...». В сложившейся системе геологоразведочных работ рациональным комплексом изучения антиклинальных ловушек принято считать проведение сейсморазведочных работ 2Д по системе взаимоувязанных профилей для подготовки объекта под поисковое бурение. Проведение сейсморазведочных работ 3Д с последующим динамическим анализом волнового поля с целью прогноза емкостных свойств резервуара принято проводить уже после бурения нескольких разведочных скважин, т.е. когда уже имеется опорная калибровочная база или статистически значимое количество скважинных данных. Тем не менее, практика показала, что для изучения неантиклинальных ловушек, таких как рифогенные постройки, данный подход является малоэффективным. Резкие, контрастные и в то же время причудливо извилистые границы фаций, совпадающие с границами развития коллекторов, нуждаются в детальном картировании всеми средствами трехмерной сейсморазведки – кинематическими и динамическими.



Проведение сейсморазведочных работ 3Д на поисково-оценочном этапе сразу после выявления рифогенных объектов по данным сейсморазведки 2Д, но ещё до бурения первой поисковой скважины стало тем рациональным комплексом изучения продуктивных отложений Денисовской впадины в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне, который показал свою наибольшую эффективность. Открытием Баяндыского месторождения было доказано наличие нефтяной системы, также как и подтверждены высокие емкостные свойства рифогенных построек позднедевонского возраста и надежность 150-метровой глинисто-карбонатной покрышки. Также была доказана быстрая фациальная изменчивость рифогенной толщи, когда одна из поисковых скважин, заложенная по 2Д-сейсмическим данным на купол рифогенной постройки, вскрыла вместо сотен метров прекрасного карбонатного коллектора сотни метров глинисто-карбонатной толщи заполнения. Проведение сейсморазведочных работ 3Д на Баяндыском месторождении с восстановлением истинного хода лучей в процессе миграции сейсмограмм показало, что эта скважина прошла на расстоянии в первые десятки метров в стороне от стенки рифа. Во-избежании подобных дорогих ошибок в дальнейшем, в Компании было принято решение размещать поисково-разведочные скважины на перспективных рифогенных объектах только по данным 3Д-сейсморазведки.

Основным объектом интереса в Денисовской впадине являются верхнедевонские рифогенные постройки, формирующие в её пределах как минимум две разновозрастных цепочки краевых рифов: франскую и ранне-фаменскую (рис.1). По взаимоотношению этих двух

цепочек регион можно разделить на две части, отличавшихся тектоническими режимами на этапе формирования рифогенного комплекса: южную часть, где фаменские постройки надстраивают

франские без видимого раздела между ними, и северную часть, где цепочки рифов расходятся в разные стороны – франские резко отступают на запад, а фаменские надстраивают уже клиноформную толщу заполнения (рис. 2).

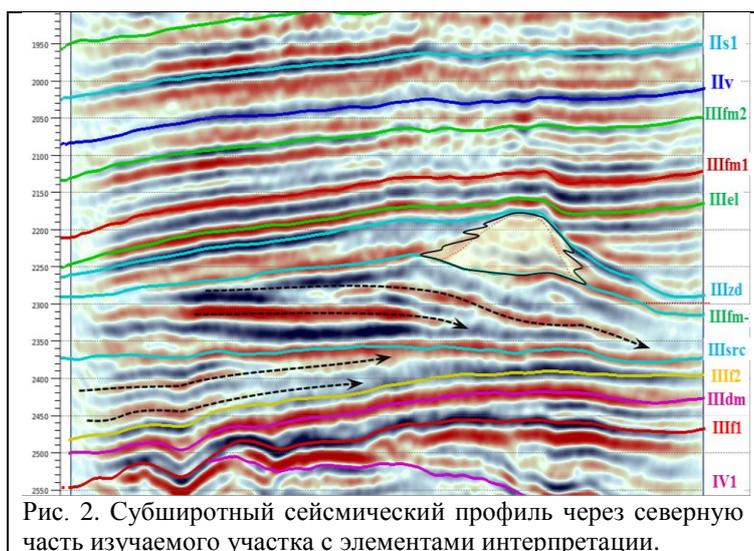


Рис. 2. Субширотный сейсмический профиль через северную часть изучаемого участка с элементами интерпретации.

Необходимо отметить достаточно хорошее качество сейсмических и скважинных данных, которое отразилось в идентичности синтетической и реальной сейсмограмм в ходе привязки (рис. 3). Наибольшие споры вызвала априорная геологическая модель, которая должна была быть положена в основу низкочастотной модели импеданса: если в теле рифа возможно было распространить упругие свойства рифа из скважины №1, а глубоководной толще заполнения назначить свойства вскрытой в скважине покрышки, то мнения разошлись о свойстве пород в пределах фаций внутренней зарифовой лагуны. Опыт Баяндыского месторождения показал, что фации внутренней зарифовой лагуны могут

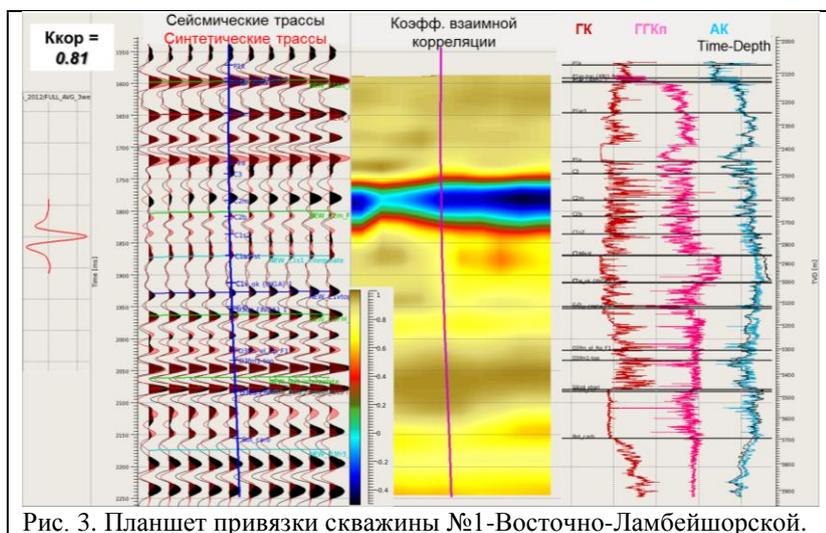


Рис. 3. Планшет привязки скважины №1-Восточно-Ламбейшорской.

не содержать коллекторов. Поэтому было решено на этом этапе, до получения дополнительной скважинной информации, построить два варианта низкочастотной модели (рис. 4). Неопределенность строения зарифовой области основывалась на сейсмофациальном анализе волновой картины: если «Аномалия типа РИФ» обладала всем набором характерных признаков (хаотичная запись в теле аномалии, элементы облекания над аномалией, прилегание отражений со стороны внешнего восточного борта), то с западной внутренней лагуны

отмечались конформные субгоризонтальные отражения, которые могли быть с равной вероятностью и глинистыми застойно-лагунными отложениями и мелководношельфовыми карбонатными пластами.

Эта неопределенность послужила основой очень осторожного подхода к подсчету запасов открытого месторождения – на рассмотрение в Государственную комиссию по запасам были представлены запасы промышленных категорий только рифовой постройки.

Тем временем, уже заканчивалась бурением разведочная скважина №2, заложенная, как и поисковая скважина №1, в самую гипсометрически высокую часть одного из ближайших куполов месторождения. Однако качество вскрытых коллекторов оказалось значительно хуже, чем в скважине-первооткрывательнице: в двое меньше эффективных толщин и существенно ниже средняя пористость. Однако, фактический данные бурения скважины №2 хорошо совпали с прогнозными результатами инверсии: на участке бурения этой скважины отмечались повышенные значения акустического импеданса, гораздо более высокие, чем вблизи скважины №1.

Опоискование следующего рифогенного объекта на продолжении уже известной гряды фаменского возраста увенчалось успехом – было открыто Восточно-Ламбейшорское месторождение [2].

Несмотря на то, что первая поисковая скважина оказалась высокодебитной, вскрыв почти во всем интервале рифа высокопроницаемые породы, сейсмические данные свидетельствовали о сильной латеральной изменчивости этого рифа. Сразу же после проведения акустического и плотностного каротажа в скважине №1 было решено провести инверсионные преобразования для получения дополнительной информации о строении рифа.

Поэтому было решено на этом этапе, до получения дополнительной скважинной информации, построить два варианта низкочастотной модели (рис. 4). Неопределенность строения зарифовой области основывалась на сейсмофациальном анализе волновой картины: если «Аномалия типа РИФ» обладала всем набором характерных признаков (хаотичная запись в теле аномалии, элементы облекания над аномалией, прилегание отражений со стороны внешнего восточного борта), то с западной внутренней лагуны

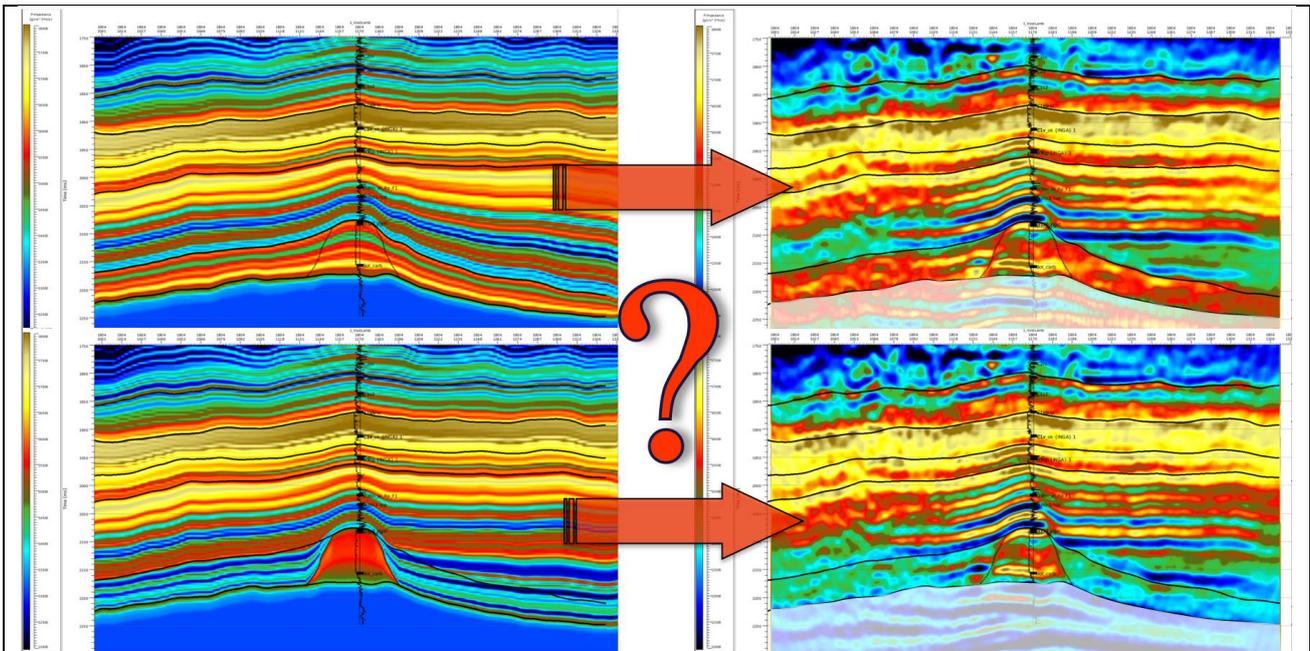


Рис. 4. Варианты низкочастотных моделей импедансов (1 вариант – сверху, 2 вариант – внизу) и результаты акустических инверсий по этим моделям.

Данное подтверждение прогноза послужило тому, что при заложении следующей поисково-разведочной скважины результаты инверсии стали рассматриваться наряду со всеми остальными геолого-технологическими материалами, традиционно используемыми для этих целей.

Настал черед опискования области внутренней зарифовой лагуны. Материалы акустической инверсии не вносили ясности – в интересующей области значения акустического импеданса (по обоим вариантам низкочастотных моделей) были довольно низкими, с равной вероятностью такими низкими значениями импеданса могли обладать и глинистые породы застойной лагуны, и высокочемкие коллекторы зарифового мелководья.

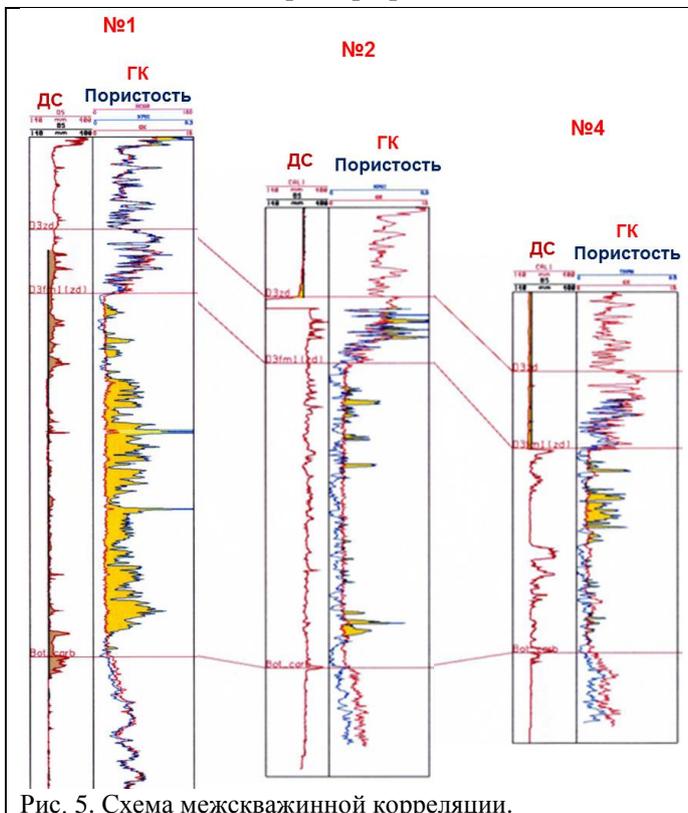


Рис. 5. Схема межскважинной корреляции.

Результаты бурения третьей по очереди скважины №4 обрадовали – зарифовая область оказалась сложена медководными карбонатами, в разрезе скважины пласты-коллекторы чередовались с плотными прослоями. Количество эффективных толщин в новой скважине было вдвое ниже, чем в скважине №2, сопоставимо со скважиной №2, но их пористость была такой же высокой, как и в скважине №1 (рис. 5). Таким образом, подтвердился 1 вариант низкочастотной модели.

Достаточно высокая сходимость прогнозных значений импедансов с фактическими в скважинах воодушевила на количественный прогноз емкостных свойств резервуара. Простая линейная зависимость между значениями акустического импеданса и значениями пористости, полученная в скважинах, позволила простым умножением получить куб пористости в сейсмической полосе частот. Но при сложном строении массивной водоплавающей залежи требовалась информация о количестве нефтенасыщенных толщин. Традиционным

способом получения карты нефтенасыщенных толщин массивных водоплавающих залежей является геологическое ячеестое моделирование, процесс время- и трудо- и энергоемкий. В условиях оперативной интерпретации сейсмических данных такой подход был трудно осуществим. Поэтому

было использована уже опробованная ранее в Компании методика перевода временного куба в глубинный с помощью куба скоростей, полученного пересчетом из акустического импеданса. Затем по глубинному кубу акустического импеданса были отсечены значения ниже уровня водонефтяного контакта и просуммированы отсчеты с низкими значениями импеданса (отсечка была определена по скважинным данным) в интервале рифогенного объекта (рис.6).

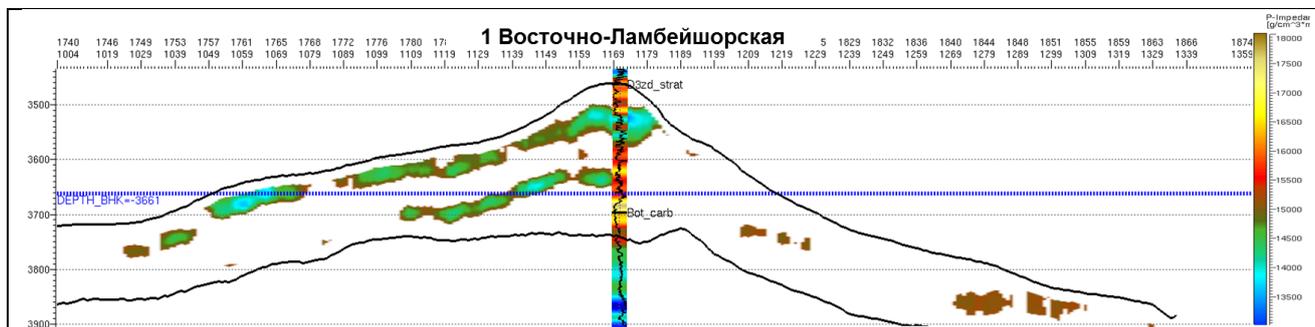


Рис. 6. Разрез глубинного куба значений импеданса ниже 15200 (г/см³)*(м/с) с нанесенным уровнем ВНК. Вдоль ствола скважины вынесена цветокодированная колонка значений импеданса в скважине.

При этом делалось допущение, что в интервале между кровлей рифогенного объекта и уровнем ВНК отсутствуют глинистые отложения, что не противоречило информации по трем поисково-разведочным скважинам. Так была получена карта сейсмического атрибута, которая при простом линейном сопоставлении со значениями нефтенасыщенных толщин в скважинах показала высокий коэффициент корреляции (рис. 7) и позволила пересчитать его в карту эффективных нефтенасыщенных толщин.

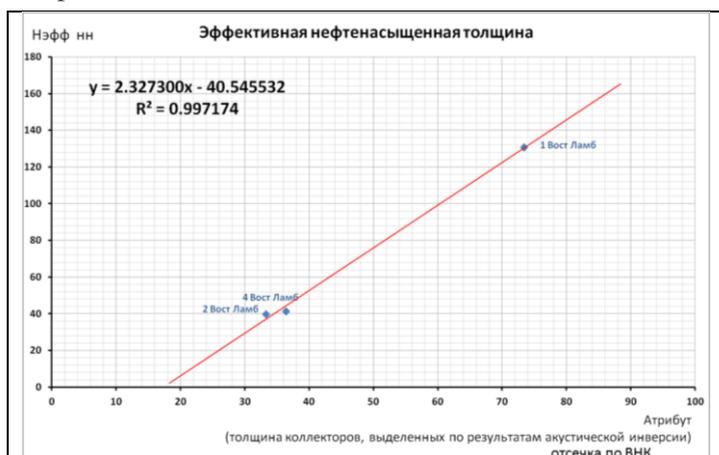


Рис. 7. График соответствия значений эффективных нефтенасыщенных толщин в скважинах со значениями выбранного сейсмического атрибута.

Высокий уровень доверия результатам инверсии отразился в том, что полученную карту нефтенасыщенных толщин использовали для подсчета запасов промышленных категорий. Полученные величины запасов прошли экспертизу Государственной комиссии по запасам и поставлены на баланс государства. Следующую разведочную и опережающие эксплуатационные скважины закладывали уже на основе полученной карты – на участках максимальных нефтенасыщенных толщин.

Таким образом, вопреки общепринятому мнению о невозможности получения достоверного динамического прогноза свойств резервуара на основе

ограниченного количества скважин, на Восточно-Ламбейшорском месторождении был получен прогноз достаточно высокого уровня достоверности, позволивший провести поисково-оценочный этап геологоразведочных работ максимально эффективно, «с открытыми глазами».

Тем не менее, авторы отдают себе отчет, что уровень детальности этих работ соответствовал минимальным требованиям поисково-оценочного этапа: делалось много допущений, в том числе не учитывалось влияние литологических особенностей известняков и доломитов, обладающих различными упругими свойствами. На этапе разработки по мере увеличения количества скважинной информации будет необходимо перейти к использованию более сложных инверсионных алгоритмов, по кубам углов/удалений, одновременных стохастических и др. с последующим построением ячеистых геолого-гидродинамических моделей.

Литература:

1. Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ, Приложение 1 к Приказу МПР России от 7 февраля 2001 г. N 126.
2. Годовой отчет ОАО «Нефтяная компания «Лукойл» за 2011 г. http://www.lukoil.ru/materials/doc/AGSM_2012/go2011RUS.pdf