

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ МОГТ НА ЮГЕ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

© 2011 г. М.А. Политыкина, А.М. Тюрин, С.Е. Макаров
ООО "ВолгоУралНИПИгаз"

Геологоразведочные работы (ГРР) на нефть и газ на юге Оренбургской области ведутся ООО "Газпром добыча Оренбург" с 1993 г. В тектоническом плане регион охватывает Соль-Илецкий свод, северо-восточную часть Прикаспийской впадины и юг Предуральяского прогиба. Комплекс ГРР, выполненных ООО "Газпром добыча Оренбург" в 1993-2010 гг., включал параметрическое, поисковое и разведочное бурение, региональную, поисковую и детальную сейсморазведку МОГТ в модификациях ШП, 2Д и 3Д, площадную гравиметрию масштаба 1 : 25 000, низкочастотную акустическую разведку АНЧАР, сейсмическую локацию бокового обзора (СЛБО), электроразведку ДНМЭ, газогеохимическую и дистанционную видеотепловизионную съемку. Во всех скважинах выполнено ВСП, в некоторых – НВСП.

Сейсмогеологические условия региона, вследствие контрастного проявления соляной тектоники, следует классифицировать как крайне неблагоприятные. Это снижает точность и достоверность структурных построений по отражающим горизонтам подсолевых продуктивных карбонатов, выполняемых по данным сейсморазведки МОГТ.

Структурные построения по верхнему подсолевому отражающему горизонту выполняются в три этапа. На первом этапе строится структурная карта до кровли соленосной толщи (отражающий горизонт Кн). Перевод карты t_0 горизонта в карту глубин выполняется на основе зависимости времени пробега сейсмических волн от глубины залегания кровли соленосной толщи. Эта зависимость вычисляется статистически. На втором этапе карта Δt соленосных отложений (иренский горизонт) переводится в карту толщин на основе априорно заданных ин-

тервальных скоростей сейсмических волн. Суммирование карты по кровле соленосной толщи и карты ее толщин (третий этап) дает карту верхнего подсолевого отражающего горизонта. В соответствии со способом структурных построений можно выделить два типа погрешностей структурных карт по подсолевым горизонтам. Один тип погрешностей связан с локальными вариациями средних скоростей до кровли соленосной толщи относительно принятой зависимости. Другой – с локальными вариациями интервальных скоростей сейсмических волн в соленосной толще.

Авторами выполнен анализ эффективности ГРР ООО "Газпром добыча Оренбург". Рассчитаны количественные показатели.

Коэффициент подтверждаемости ресурсов углеводородов категории C_3 , переведенных по результатам ГРР в запасы (Кпдт), определяется отношением начальных запасов залежей, открытых на структурах, к ресурсам структур на дату ввода их в глубокое бурение.

Коэффициент достоверности оценки ресурсов категории C_3 всей выборки подготовленных структур (Кдост) определяется отношением запасов углеводородов залежей открытых месторождений к ресурсам всей выборки опосредованных структур.

Коэффициент успешности поисковых работ на разбуренных структурах (Кусп) определяется отношением структур, на которых открыты месторождения углеводородов, к опосредованному бурением.

Эти коэффициенты прямо и непосредственно характеризуют качество подготовки перспективных объектов под бурение на основе данных сейсморазведки МОГТ (достоверность выявления перспективных объектов и достоверность картирования их

размеров). То есть они являются количественной оценкой эффективности сейсморазведки МОГТ. В меньшей степени коэффициенты характеризуют правильность определения подсчетных параметров ресурсов углеводородов.

В период 1993-2010 гг. бурением опосковано 20 перспективных объектов. Из них 4 структуры опоскованы параметрическими скважинами. При расчетах коэффициентов они не учитывались. Залежей нефти и газа параметрическими скважинами не выявлено. Вместе с тем, они решили все стоящие перед ними геологические задачи. Из оставшихся 16 структур на 9-ти залежи нефти и газа не выявлены. На 7 структурах открыты новые залежи углеводородов. Их суммарные извлекаемые запасы категорий $C_1 + C_2$, составляют 59,33 млн т у.т.

Для всей выборки $K_{пдт} = 0,57$. Основной "вклад" в снижение коэффициента внесли структуры, подготовленные по данным сейсморазведки МОГТ 2Д: Песчаная, Восточно-Песчаная, Акобинская, Северо-Нагумановская. Позднее, одновременно с проведением поискового бурения на структурах (кроме Северо-Нагумановской), выполнены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д. Полученные результаты дали более объективные представления об их размерах.

Низкие значения $K_{дост} = 0,09$ и обусловлены, в первую очередь, отрицательными результатами бурения на прогнозируемой по данным сейсморазведки МОГТ крупной подсолевой карбонатной постройке – Линёвской – в Прикаспийской впадине с извлекаемыми ресурсами около 370 млн т у.т. Без учета объектов Прикаспийской впадины $K_{дост} = 0,19$.

Общий $K_{усп} = 0,44$ (7/16), с учетом параметрического бурения $K_{усп} = 0,33$ (7/20). По регионам этот показатель выглядит так: $K_{усп}$ (Соль-Илецкий свод) = 0,55 (6/11); $K_{усп}$ (Предуральский прогиб) = 0,33 (1/3); $K_{усп}$ (Прикаспийская впадина) = 0 (0/2).

Влияние точности структурных построений, выполненных по данным сейсмораз-

ведки МОГТ, на эффективность поискового бурения можно рассмотреть на примере нефтяной залежи Песчаного НГКМ, приуроченного к бортовому уступу девонско-нижнепермского возраста Волго-Уральской карбонатной платформы (Соль-Илецкий свод). В 1987-1988 гг. на Песчаном участке пробурена поисковая скв.16 Песчаная. По результатам ее испытания из отложений филипповского горизонта кунгурского яруса получен приток газа. Испытать подсолевые карбонаты артинского яруса нижней перми не удалось из-за аварии. В период 1995-2009 гг. ГРП на участке велись ООО "Газпром добыча Оренбург". Пробурены три поисковые скважины: 17, 20 и 24 Песчаные. Выполнены: сейсморазведка МОГТ 2Д и 3Д, гравиметрическая съемка масштаба 1 : 25 000, низкочастотная акустическая разведка АНЧАР, электроразведка ДНМЭ, СЛБО, газогеохимическая съемка.

Сейсморазведочные работы МОГТ 2Д выполнены ОАО "Оренбургская ГЭ" в 1994-1996 гг. Система наблюдений – центральная, максимальное расстояние ПВ-ПП – 2400 м. Кратность прослеживания отражающих границ – 48. В 1998-1999 гг. пробурена скв.17 Песчаная, которая фактически являлась дублером скв.16. Она подтвердила продуктивность отложений филипповского горизонта и установила продуктивность отложений артинского яруса. В 2000 г. выполнен подсчет запасов Песчаного НГКМ. За основу принята сейсмогеологическая модель, построенная в 1999 г. (рис.1). Геологические запасы категории C_2 нефтяной залежи, приуроченной к пласту P_V артинского яруса, составили 5,85 млн т.

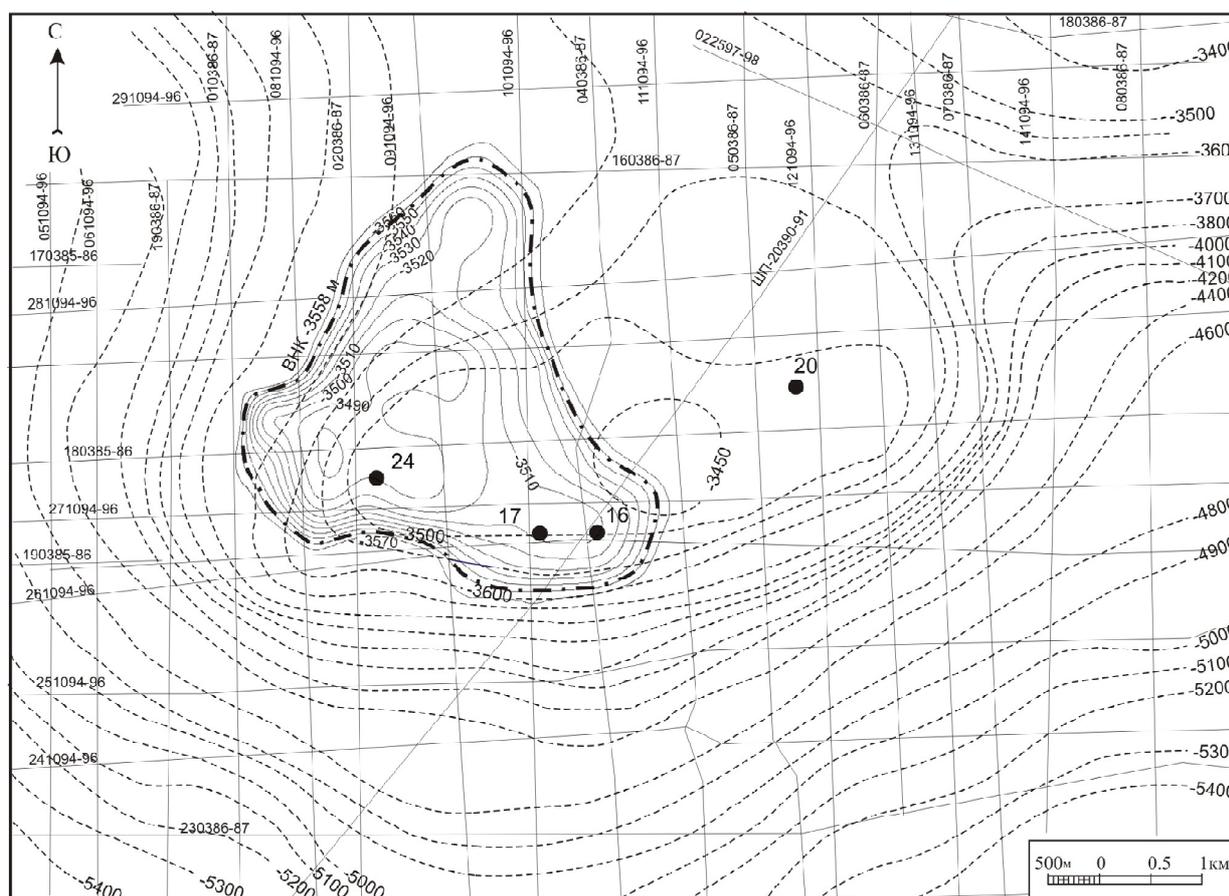
По сейсмогеологической модели 2000 г. задана скв.20 Песчаная. Глубины кровли филипповского горизонта и артинского яруса ей вскрыты на 92 и 105 м ниже проектных отметок. Погрешности в процентном отношении составили 2,6 и 2,9 % соответственно. Скважина оказалась за контуром продуктивности нижнепермских отложений. При учете того, что она находится на

расстоянии 2,0 км от скв.16, величины погрешностей следует считать недопустимо большими. Кровля соленосных отложений скважиной вскрыта выше прогнозной глубины на 18 м. На основе этого сделан однозначный вывод: погрешность прогноза кровли подсолевых карбонатов связана, главным образом, с неучтенными градиентами интервальных скоростей сейсмических волн в соленосных отложениях.

В 2003 г. на Песчаном участке выполнена сейсморазведка МОГТ ЗД. Система наблюдений – центральная симметричная, "крест", максимальное расстояние ПВ-ПП – 4425 м. Кратность – 24. По новой сейсмоге-

ологической модели Песчаного НГКМ (ООО "Геофизические системы данных") пробурена скв.24 Песчаная. Кровли филипповского горизонта и артинского яруса вскрыты на 54 и 44 м ниже проектных отметок. Погрешности составили 1,6 и 1,2 % соответственно. Кровля соленосных отложений вскрыта ниже прогнозной отметки на 43 м. То есть погрешность прогноза кровли подсолевых карбонатов обусловлена неучтенными градиентами средних скоростей сейсмических волн до кровли соленосной толщи.

Новый подсчет запасов Песчаного НГКМ выполнен в 2009 г. (рис.1). Геологические запасы категории С₂ нефтяной зале-



- | | |
|--|---|
| <p>170386-87 Сейсморазведочные профили МОГТ</p> <p>● 16 Скважины (все скважины вскрыли подсолевые отложения)</p> <p>--- Водонефтяной контакт пласта Pw</p> | <p>--- 4000 Модель 1999 г. (сейсморазведка МОГТ 2Д, ОАО «Оренбургская ГЭ»). Изолинии соответствуют отражающему горизонту Акп - кровля карбонатной пачки артинского яруса</p> <p>--- 3500 Модель 2009 г. (ООО «ВолгоУралНИПИгаз» на основе сейсморазведки МОГТ ЗД). Изолинии соответствуют кровле продуктивного пласта Pw артинского яруса</p> |
|--|---|

Рис.1. Песчаное НГКМ. Сопоставление сейсмогеологических моделей 1999 и 2009 годов

жи пласта P_V составили 4,28 млн т. По сравнению с подсчетом 2000 г. они уменьшились на 27 %. Основной "вклад" внесен изменением на 42 % площади нефтеносности пласта P_V по результатам бурения скв.20 Песчаной. В 2000 г. площадь нефтеносности принята равной 16,8 кв. км, в 2009 г. – 9,8 кв. км. При этом в подсчете 2009 г. средневзвешен-

ные нефтенасыщенные толщины составили 7,3 м, в 2000 г. – 5,4 м.

В последние годы эффективность поискового бурения ООО "Газпром добыча Оренбург" заметно возросла. Это достигнуто за счет применения сейсморазведки МОГТ 3Д и систематического уточнения сейсмогеологических моделей изучаемых бурением пер-

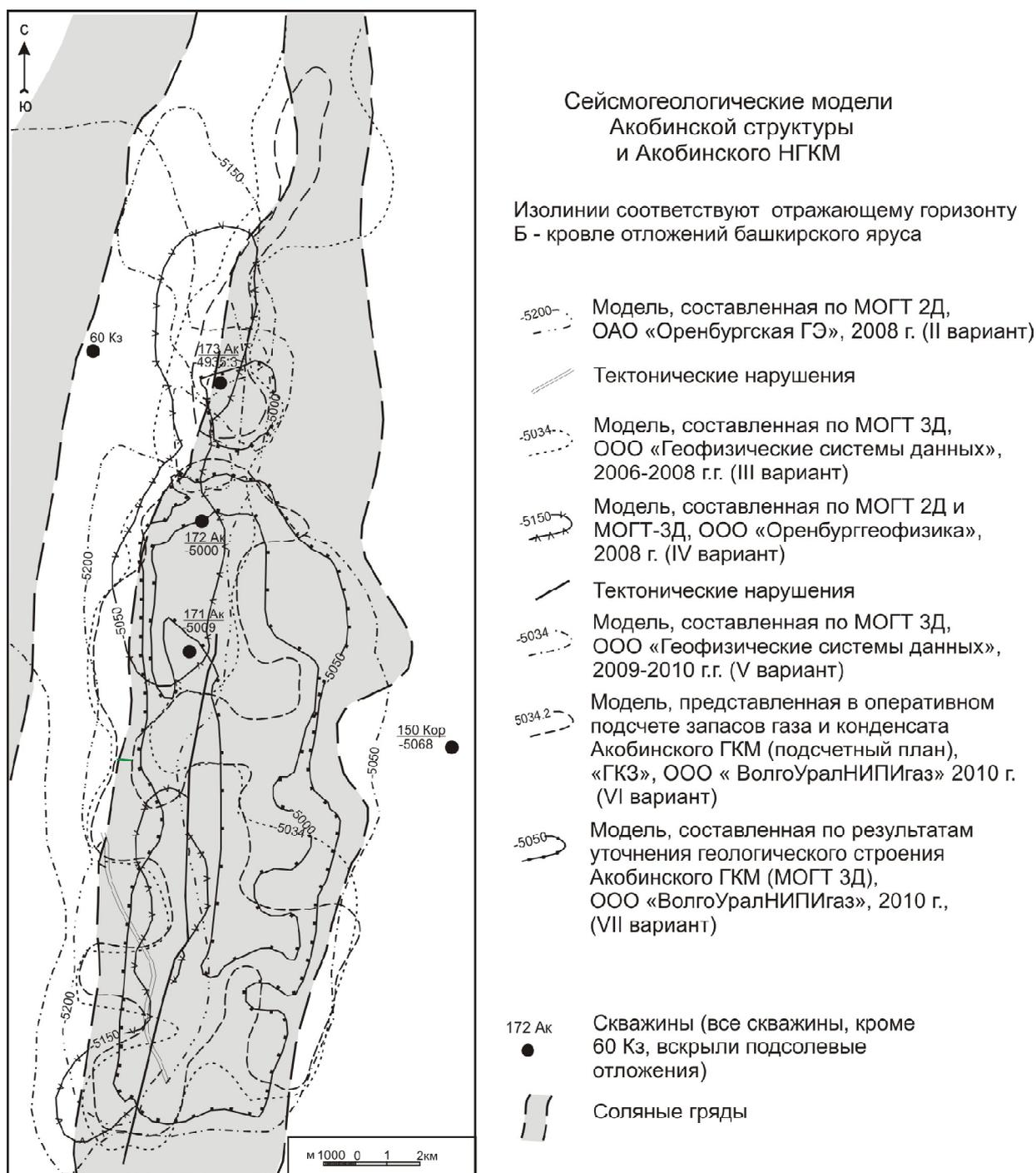


Рис.2. Акобинское ГКМ. Сопоставление сейсмогеологических моделей 2004-2010 гг.

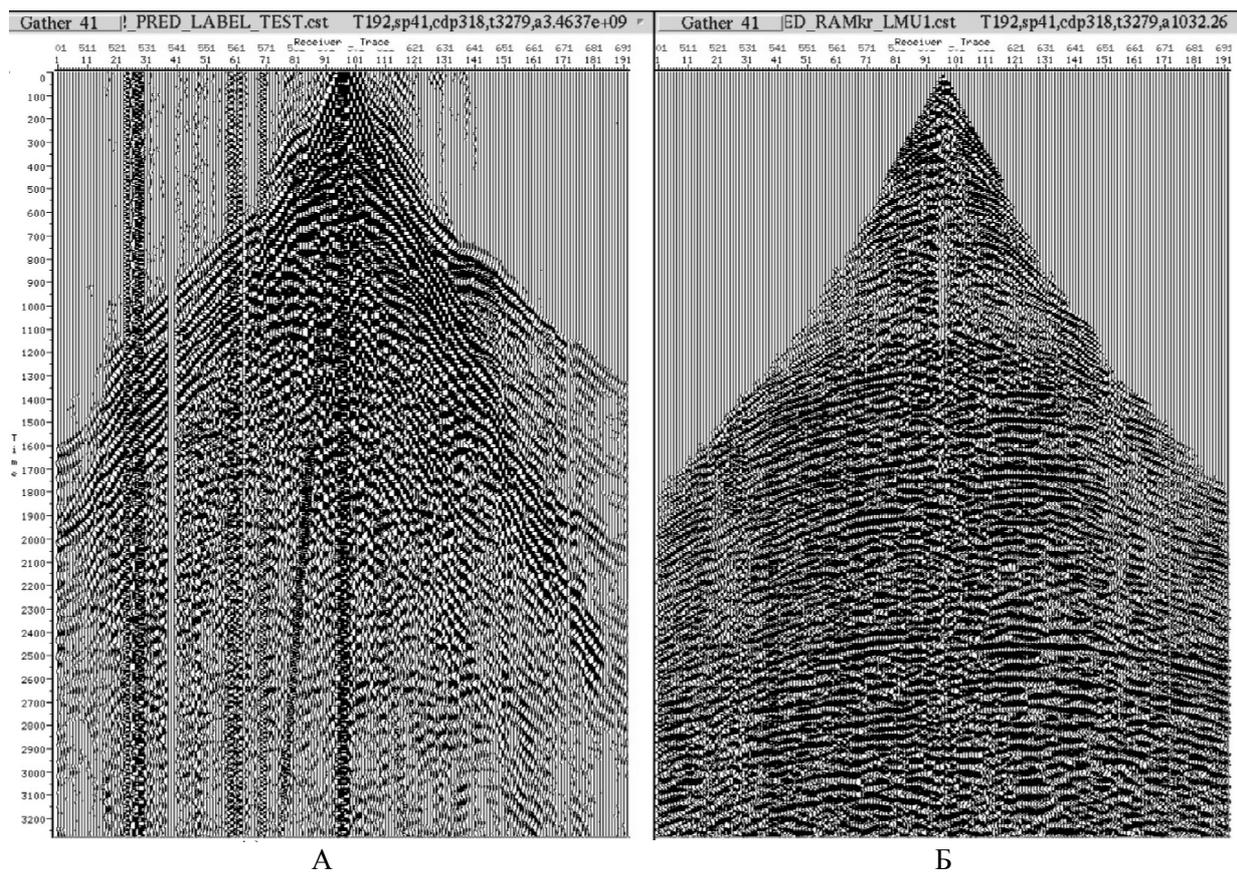


Рис.3. Предуральский участок. Профиль 020508. ПВ 298.
А – исходная сейсмограмма, Б – сейсмограмма после обработки

спективных объектов. Фактически переинтерпретация комплекса геолого-геофизических данных по лицензионным участкам выполняется после бурения на них очередной поисковой скважины. Но главная проблема сейсморазведки МОГТ в регионах с контрастным проявлением соляной тектоники не решена. В качестве примера можно рассмотреть результаты ГРР на Акобинской площади.

Акобинская площадь расположена в Предуральском прогибе в его крайней южной части. По результатам выполненных в 2004 г. сейсморазведочных работ МОГТ 2Д под глубокое бурение подготовлена Акобинская структура (отражающий горизонт Б – кровля карбонатов башкирского яруса). Система наблюдения аналогичная той, которая применена на Песчаном участке. Одновременно с бурением поисковой скв.171 Акобинской в 2005-2006 гг. по двум проектам

выполнены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д. Система наблюдений – центральная ассиметричная, "крест", максимальное расстояние ПВ-ПП – 5325 м. Кратность – 30. По этим данным пробурены поисковые скв.172 и 173 Акобинские. В 2006-2007 гг. сейсморазведочные работы МОГТ 3Д проведены на Северо-Корниловской площади. В 2010 г. выполнена переобработка полевых данных трех проектов сейсморазведки МОГТ 3Д. Общая ее площадь составила 1045 кв. км. Результаты ГРР на Акобинской площади однозначно хорошие. Во всех трех скважинах получены притоки газа из карбонатов башкирского яруса. Однако по состоянию на начало 2011 г. четко обозначена проблема, неудовлетворительное решение которой приведет к снижению эффективности поискового и разведочного бурения. Имеются существенные расхождения размеров продуктивной Акобинской струк-

туры, оцененные разными авторами. Фактически имеются 6 вариантов структурных построений по отражающему горизонту Б (рис.2). Их отличия обусловлены только принятыми авторами распределениями по площади скоростей сейсмических волн до кровли соленосных отложений. Соответственно, ресурсы и запасы газа Акобинского ГКМ, подсчитанные по вариантам структурных карт, существенно различаются.

Таким образом, по результатам ГРР, выполненных в 2008-2010 гг., определены главные проблемы, неудовлетворительное решение которых снизит эффективность поискового бурения в южной части оренбургского сегмента Предуральского прогиба. По данным сейсморазведки МОГТ 3Д пока не удалось повысить до приемлемых кондиций точность структурных построений по подсолевым отражающим горизонтам. Это связано в основном с горизонтальными градиентами интервальных скоростей сейсмических волн в соленосных и надсолевых отложениях.

В северной части Предуральского прогиба пока не удалось повысить достоверность выявления и подготовки под бурение антиклинальных структур. Так, на Предуральском лицензионном участке отработана относительно плотная сеть сейсморазведочных профилей МОГТ 2Д. Система наблюдений – центральная, максимальное расстояние ПВ-ПП – 4775 м. Кратность – 96. Тщательно изучена зона малых скоростей. Получен полевой материал хорошего качества (рис.3). С целью повышения достоверности

картирования соляных куполов (для построения толстослоистой модели среды) на участке выполнены гравиметрические работы масштаба 1 : 25 000. Обработка полевых данных осуществлялась в двух организациях: ОАО "Оренбургская ГЭ" и ОАО НПО "Нафтакон". Однако применение глубинной миграции исходных сейсмограмм не привело к заметному повышению качества временных разрезов ОГТ (рис.4). Это не позволяет достоверно картировать разломы и применять атрибуты сейсмозаписи для прогноза коллекторских свойств подсолевых карбонатов. Кроме того, на структурных картах по подсолевым отражающим границам некоторым антиклинальным поднятиям, показанным на картах одной организации, соответствуют синклинальные прогибы на картах другой.

Резюмировать вышесказанное можно следующим образом. При выполнении сейсморазведочных работ МОГТ 2Д, ШП и 3Д на лицензионных участках ООО "Газпром добыча Оренбург" отработаны технологии применения достаточно мощных систем наблюдений, что позволяет получать полевой сейсморазведочный материал хорошего качества. Отработаны технологии изучения зоны малых скоростей и верхней части разреза. Дальнейшее повышение информативности и достоверности результатов сейсморазведки МОГТ можно достигнуть, главным образом, в области обработки полевых данных и интерпретации ее результатов. Что здесь будет решающим – новые технологии или накопленный опыт применения уже имеющихся? Этот вопрос пока открыт.

