

ЮГО-ЗАПАДНАЯ ТЕРРИТОРИЯ РЕГИОНА – ПРИОРИТЕТНЫЙ ОБЪЕКТ ИЗУЧЕНИЯ ПЕРМСКО-ТРИАСОВОГО НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНОГО КОМПЛЕКСА



Аннотация. В статье по результатам многолетних геолого-геофизических исследований, выполненных коллективом ЗапСибНИИГГ в регионе, рассматривается и обосновывается актуальность изучения тафrogenных пермско-триасовых образований в качестве нового, весьма перспективного нефтегазозонного комплекса. Особенно важно решение этой проблемы для юго-западных районов Западной Сибири, где происходит выклинивание регионально продуктивных юрско-меловых отложений. В связи с чем на данной территории генеральное направление нефтегазопоисковых исследований должно быть ориентировано на углубленное изучение доюрских пород, включающих как собственно палеозойские, так и триас-верхнепалеозойские образования. На этом этапе, согласно утвержденному отраслевым ведомством регламенту выполнения ГРП, особенно важным и наиболее эффективным является параметрическое бурение.

Долгое время на рассматриваемую часть региона существовала модель тектонического строения фундамента, составленная новосибирскими учеными [Сурков В.С. и др., 1981], согласно которой юго-западные районы Западной Сибири, охватывающие юг Тюменской и вос-

филирования и бурения [2, 3], появились убедительные данные о более сложной и продолжительной истории геологического развития этого фрагмента региона, охватывающие герцинскую и киммерийскую фазы тектогенеза [10, 11].

В период только 2001–2007 годов коллектив института выполнил ряд крупных госконтрактных работ по сбору, обобщению и переинтерпретации имеющейся геолого-геофизической информации. В результате была составлена обоснованная модель строения доюрского мегакомплекса, в корне отличающаяся от ранее существовавшей. На основании новых представлений была дана прогнозно-перспективная оценка данной территории на УВ и намечен рациональный комплекс дальнейших исследований [3].

К сожалению, ряд ведущих специалистов ЗапСибНИИГГ, несмотря на указанные апробированные собственные наработки, продол-

жают консервативно придерживаться устаревших геолого-тектонических представлений, в свое время негативно отразившихся на темпах и общей постановке в этом районе геолого-геофизического комплекса исследований, включающего, в том числе, и параметрическое бурение.

Ниже, в соответствии с полученными коллективом региональной геологии и геофизики института результатами, предлагается следующее направление исследований.

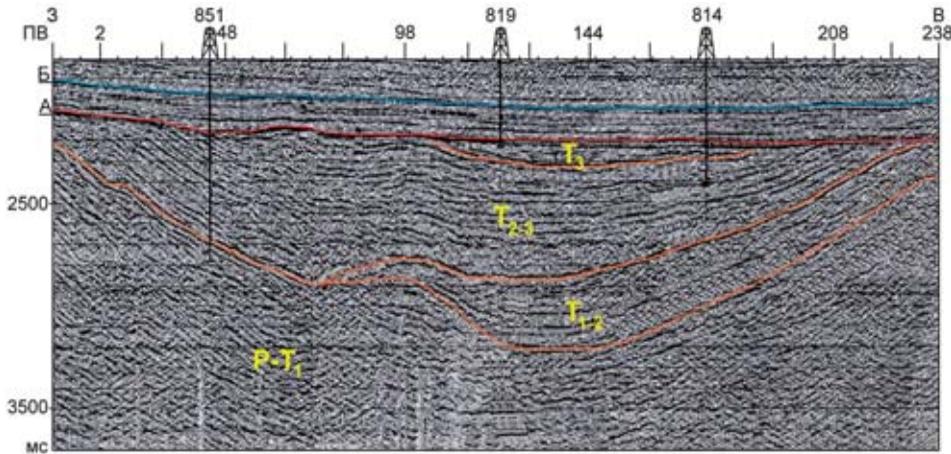
Открытие в последние годы значительных по запасам высокодебитных месторождений УВ в доюрских породах региона (рис.1) стимулирует самый повышенный интерес к ним геологов-нефтяников. В появившихся многочисленных публикациях активно и всесторонне обсуждаются наиболее актуальные проблемы геологического строения и нефтегазозонность фундамента [Шустер В.Л. и др., 2003], а также горно-складчатых сооружений, таких как Урал

Коллектив института выполнил ряд крупных госконтрактных работ по сбору, обобщению и переинтерпретации имеющейся геолого-геофизической информации

точную часть Курганской областей, по причине слабой геолого-геофизической изученности были отнесены по возрасту стабилизации к коледонидам. Данное обстоятельство заметно сдерживало интерес к оценке нефтегазозонности доюрского основания.

По мере накопления нового фактического материала, полученного в процессе сейсмопро-

Рис. 2. Характер волновой картины триасового сейсмокомплекса Мутомской впадины [9].
Корреляция и индексация наша



[Проворов В.М., 2000], Кавказ
[Байдов Ф.К., 1985] и др.

**На основании новых представлений
была дана прогнозно-перспективная
оценка данной территории на УВ и
намечен рациональный комплекс
дальнейших исследований**

На основе накопленных знаний
в последнее десятилетие широкое
развитие получили геологические
концепции, в том числе процессы
дегазации земной коры [4], геоло-
го-динамические условия форми-

рования залежей УВ и др., опира-
ясь на которые следует искать новые
методические подходы к оценке
перспектив нефтегазоносности,
определению стратегии и поиска
УВ в доюрском разрезе. Ряд кон-
цепций базируется на положитель-
ных результатах как мировой, так
и региональной нефтегазопоиско-
вой практики [Поспелов В.В., 2005;
Гаврилов В.П., 1997].

Западно-Сибирский бассейн, в
основном, был сформирован про-
цессами пермско-триасового таф-
рогенеза, претривавшего геоло-
гическую горно-складчатую систе-

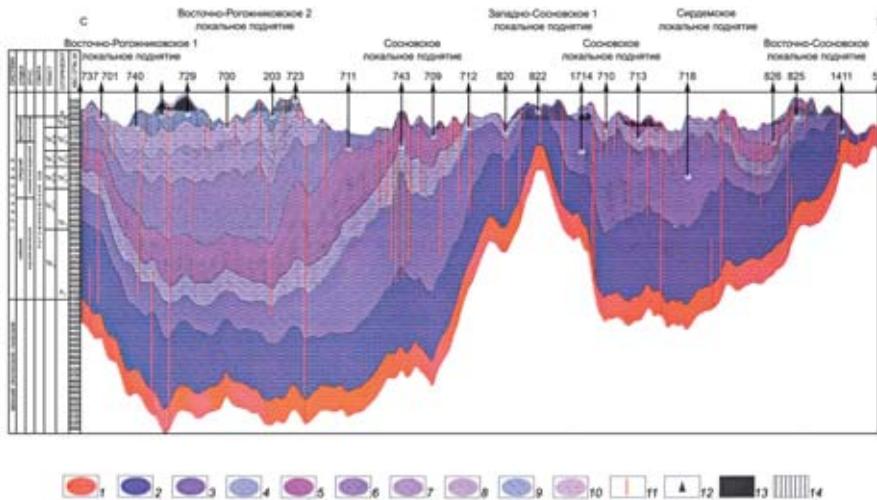
му в область устойчивого дли-
тельного прогибания. При этом
аномальное прогибание происхо-
дило в линейных, преимущественно
субдолготных зонах рифтогенно-
го типа, в пределах которых
устанавливается проявление наи-
более активных геотермических и
геодинамических процессов, по
мнению большой группы исследо-
вателей региона [1, 4, 5, 11], яв-
ляющихся определяющими усло-
виями поступления углеводоро-
дов в осадочный чехол из глубин-
ных участков земной коры.

В Западной Сибири по мате-
риалам сейсмопрофилирования
[5, 8, 10], результатам интерпре-
тации грави- и магнитных съемок
[Сурков В.С. и др., 1982, 1986] и
данных бурения на сегодня уста-
новлено широкое развитие таких
рифтогенных палеоструктур. Наи-
более уверенно они картируются
в волновом поле, проявляясь в ви-
де параллельно-слоистой сейсмо-
фации заполняющего типа [8, 10],
представленной тафрогенными
образованиями. В последнее вре-
мя в регионе исследованию этого
комплекса пород в связи с его
установленной промышленной
нефтегазоносностью уделяется
самое пристальное внимание.

Промышленная его продуктив-
ность установлена в Мутомской
впадине (рис.2) и на ряде развед-
очных площадей Широтного При-
обья: Рогожниковской, Северо-Ро-
гожниковской (рис.3), Северо-Да-
ниловской, Сосновской, Хохряков-
ской, Пермьяковской и др. За пре-
делами Западно-Сибирской равни-
ны в этом комплексе выявлены
углеводородные залежи в Барен-
цовоморском бассейне [Ровнин
Л.И., 2002], Зайсанской [Халимов
С.Э., 1991], Прииртышской [Дау-
кеев С.Ж., 1995] впадинах (рис.4),
Нордвик-Хаттангском, Тимано-Пе-
черском районах (рис.5).

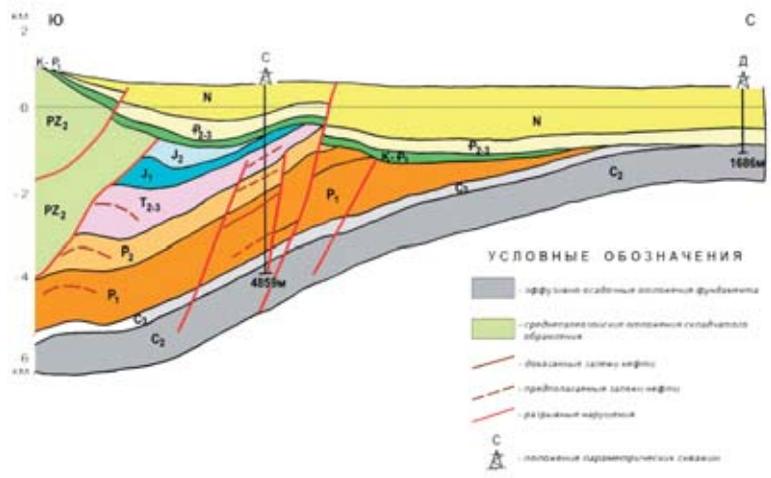
Актуальность картирования и
изучение таких объектов, особен-
но на территориях, примыкающих
к нефтегазоносным областям, в
связи с открытием в регионе этого
нового перспективного нефтега-
зопоискового направления оче-
видна. Промышленная продуктив-
ность в тафрогенном комплексе
пород на сегодня установлена, в
основном, на территории ХМАО,
как наиболее изученной. В преде-

Рис. 3. Геологический профиль (триасовый комплекс), Рогожниковская площадь с выявленными
и прогнозируемыми залежами УВ [7]



Вещественный состав пород: 1 - метаморфические сланцы, пнейсы, гранито-гнейсы, граниты (верхний протерозой-палеозой); Рогожниковский сейсмостратигра-
фический комплекс (триас): нижний подомплеск Тр₁; 2 - вулканогенно-терригенные породы с преобладанием терригенных; средний подомплеск Тр₂; 3 - нижняя
сейсмифация Тр₂; 4 - верхняя сейсмифация Тр₂; 5 - сейсмифация Тр₂; 6 - вулканогенно-терригенная с маломощными слоями риколитов; 7 - сейсмифация Тр₂; 8 - сейсмифация Тр₂; 9 - сейсмифация Тр₂; 10 - сейсмифация Тр₂; 11 - вулканогенно-терригенная с преобладанием кислых эффузивов;
12 - сейсмифация Тр₂; 13 - вулканогенно-терригенная с корнями выветривания; 14 - разрывные нарушения; 15 - пробуренная скважина; 16 - установленная залежь
нефти; 17 - прогнозируемая залежь нефти

Рис. 4. Геологический профиль через южную часть Зайсанской нефтегазоносной впадины (истоки р. Иртыш; [11])



лах южных районов региона в разрезах аналогичных впадин (Ишимская, Тюменская, Челябинская и др.) пока выявлены только нефтепроявления в виде капельных включений и битумных примазок.

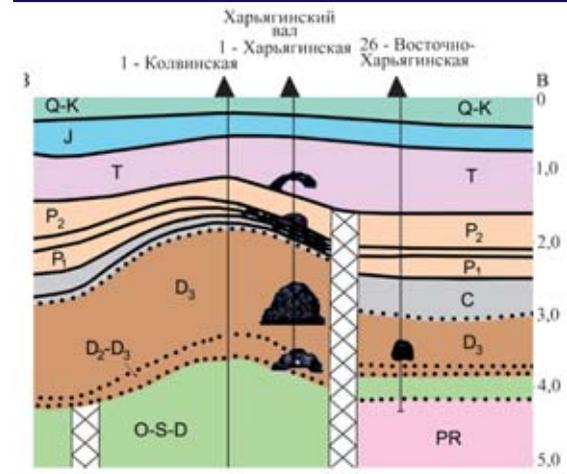
Несмотря на установленную промышленную нефтегазоносность пород этого комплекса, в регионе он изучен преимущественно по материалам сейсмопрофилей, бурения и, частично, при комплексировании этих данных с потенциальными полями. Бурением этот комплекс наиболее полно изучен в среднем Приобье, в пределах Мутомской впадины [8] и на Рогожниковской площади [7], где их вскрытая мощность колеблется от 386 м в скв. 814, а в скв. 851 достигает 1414 м. В целом здесь насчитывается не более 4 скважин, вскрывших вулканогенно-осадочный комплекс раннего мезозоя толщиной свыше 1000 м. При этом ни одна из скважин не пересекла рассматриваемый комплекс тафрогенных пород полностью, подошва которых на Рогожниковской площади фиксируется на глубинах порядка ≈ 5200 м [7]. Таким образом, можно сказать, что фактическими и аналитическими материалами описываемые образования охарактеризованы не более чем на четверть прогнозируемой, по волновой записи, толщины. Залегание их, исходя из материалов сейсмопрофилей, в целом достаточно простое: углы падения в прибортовых частях прогибов 10–25°, а в

их центральных участках до субгоризонтального. Однако не исключаются и более значительные углы, достигающие в обнажениях на восточном склоне Полярного Урала 45–50° [Воронов В.Н., 1976, 2009].

Помимо того, что разрез пермско-триасового комплекса, как уже отмечалось, изучен лишь в пределах верхней его части, обращает также на себя внимание и тот факт, что в представлениях различных исследователей [6, 7] нет единства в стратификации волновых отражений и их возрастных датировок [3, 6]. Большинство исследователей, в том числе [6] Рогожниковский сейсмо-стратиграфический комплекс (ССК), относят к триасу, расчлняя его на значительное число (до 8–9) подкомплексов (рис.3). В представлениях Бочкарева В.С. этот комплекс пород, согласно полученным определениям абсолютного возраста (257–246 млн лет), выделяется в качестве одноименной серии, преимущественно, пермского возраста. К триасовому возрасту (245–200 млн лет — триас до нижней юры) этот исследователь вышележащие вулканогенно-осадочные породы относит к Туринской серии [1].

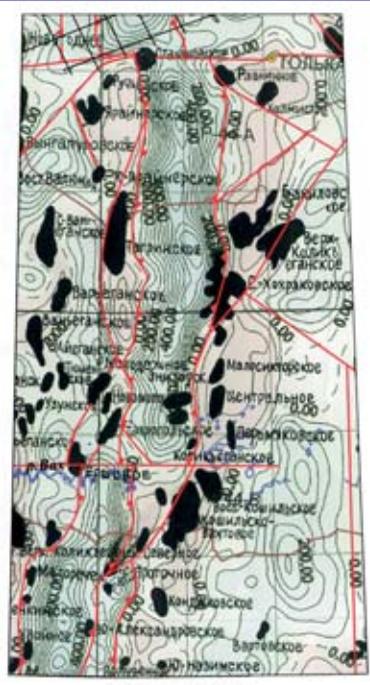
Изучение этих рифтогенных зон показывает, что с ними, как считает большая группа исследователей региона [Бочкарев В.С. и др., 2007, 2009; Нежданов А.А. и др., 2005], хорошо согласуются районы преимущественной нефтегазонос-

Рис. 5. Особенности залегания скоплений УВ в поперечном сечении Харьгинского вала Колвинского мегавала [М.М. Богданов и др., 2003]



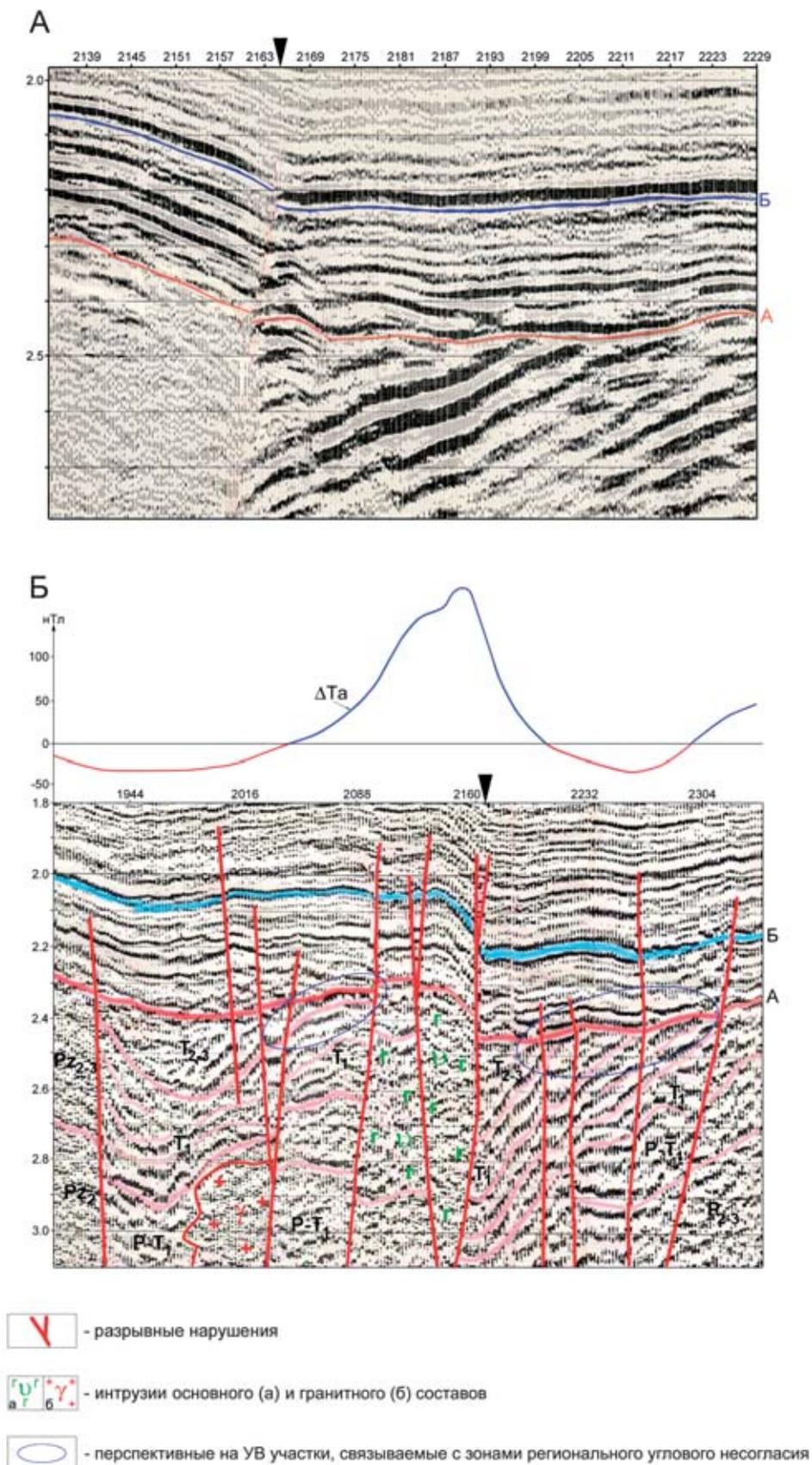
ности пород плитного комплекса. Это достаточно убедительно можно продемонстрировать результатами анализа магниторазведочных данных с контурами УВ залежей. Отчетливо видна концентрация месторождений в прибортовых

Рис. 6. Фрагмент центральной части Колтогорско-Уренгойского рифтогенного прогиба, связь и влияние бортовых его частей и разрывных нарушений на локализацию и лианеризацию залежей УВ



1 - изолинии магнитного поля; 2 - месторождения нефти и газа (по данным В.И. Шпильмана, 1998); 3 - заштрихованы наиболее перспективные участки на обнаружение промышленных залежей УВ. 4 - границы фрагмента Колтогорско-Уренгойской рифтовой системы; 5 - разрывные нарушения; 6 - административная граница ХМАО

Рис. 7. Фрагмент временного сейсмического разреза по РП IV: А — авторский (отчетный) вариант; Б — результаты интерпретации волновой картины и поля ΔT_a [В.Н. Воронов, 2008]



частях Нижневартовского фрагмента Колтогорско-Уренгойской рифтовой системы, их лианеризация и явный контроль разрывными структурами (рис.6).

Другим ярким примером существенной роли такого генетического типа образований на региональную нефтегазоносность является рассмотренная нами в одной из работ новейшая морфоструктура Западной Сибири — Сибирские Увалы, имеющие в доюрском основании рифтоподобный прогиб, осевой частью которого является Увальский [Шаблинская Н.В., 1982] глубинный разлом. По этим данным установлено, что полоса, соответствующая данной морфоструктуре, служит природной границей резкой смены геотемпературных аномалий [Курчиков А.Р. и др. 1987] и концентрации зон напряженного состояния земной коры и др., что, вероятно, и явилось решающими факторами, определившими нефтегазовую специализацию областей, разделенных зоной глубинного разлома: на юге преимущественным развитием нефтяных скоплений, а на севере — доминированием крупнейших по запасам газовых залежей.

По результатам комплексного анализа геолого-геофизической информации в ЗапСибНИИГГ выполнены геолого-тектонические построения, позволяющие выявить основные черты геологического строения доюрских образований южных и юго-западных территорий региона. Главная особенность их строения заключается в том, что они располагаются в сложной напряженной геодинамической обстановке в области сопряжения крупных региональных структур — Уральской, Казахской и Алтайской складчатых систем. Это достаточно убедительно иллюстрируется материалами различных дистанционных съемок (гравика, магнитка, температурные контрасты и др.), в целом хорошо согласующихся между собой [3]. Другая важная особенность строения рассматриваемого района, как уже отмечалось, состоит в том, что на этой территории в южном направлении происходит выклинивание регионально нефтегазоносных юрско-мело-

вых отложений (комплексов). Вышеуказанные особенности строения исследованной территории являются основанием для выработки специфического подхода к оценке ее нефтегазоносности.

Изученность этой территории крайне неравномерная. Наиболее исследованной бурением и сейсморазведкой является Вагай-Ишимская впадина, сформированная на каледонском складчатом основании [3]. Эта структура, сложенная, преимущественно, терригенно-карбонатным комплексом пород девон-каменноугольного возраста, большинством специалистов относится к наиболее перспективным объектам в отношении палеозойской нефтегазоносности.

В настоящее время в юго-западных районах ЗСГ залежи и проявления углеводородов в дюрском разрезе установлены на Нагорненской, Густореченской, Яглыяхской, Уренско-Усановской, Центрально-Алымской, Карабашской и других площадях (рис.1), ловушками для которых служат, в основном, деструктивные части эрозивно-тектонических выступов (ЭТВ) фундамента.

Выполненное в последнее десятилетие в юго-западной части Западной Сибири региональное сейсмопрофилирование позволило, в комплексе с грави- и магнитными данными, в значительной мере уточнить ее строение, особенно в плане оценки роли и масштабов тафрогенного (рифтогенного) этапа развития этого фрагмента региона. В результате этих исследований, с учетом переинтерпретации сейсмических материалов прошлых лет и частичной переработки их в системе Мультифокусинг, установлено широкое развитие линейных прогибов, выполненных вулканогенно-осадочным комплексом пород триаса и пермо-триаса мощностью до 2,5–3 км. Наиболее уверенно они находят отражение в волновом поле, проявляясь в виде параллельно-слоистой картины с динамически контрастными протяженными и пологозалегающими отражениями заполняющего типа. При этом следует отметить, что в процессе ранее выполненного сейсмопрофилирования такая ха-

рактерная волновая запись не интерпретировалась, а тафрогенные структуры (прогибы) не выделялись (рис.7).

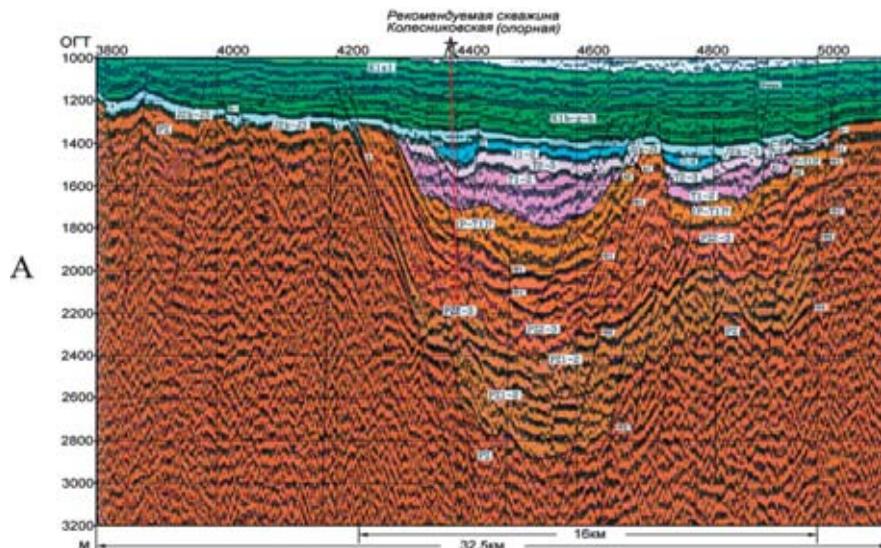
На исследованной территории в процессе регионального сейсмопрофилирования [Козак Б.М. и др., 2004, 2005], анализа и обобщения накопленной геолого-геофизической информации [Воронов В.Н., 2001, 2005; Цимбалюк Ю.А. и др., 2007] уверенно откартирована система таких прогибов, имеющих преобладающую субдолготную ориентировку, значительную протяженность (свыше 100 км) и ширину от 10–25 до 40 км. Характер-

ной региональной особенностью их строения является наличие в них внутренних поднятий, отра-

Выполненное в последнее десятилетие в юго-западной части Западной Сибири региональное сейсмопрофилирование позволило, в комплексе с грави- и магнитными данными, в значительной мере уточнить ее строение

жающих одну из стадий геодинамического развития таких структур, связанную с завершением этапа растяжения и сменой его

Рис. 8. Характер строения тафрогенного комплекса: А – фрагмент сейсмогеологического разреза по РП-С1-А; Б – сводный разрез верхнепалеозойско-триасовых отложений Вагай-Ишимской зоны [В.Н. Воронов, 2004]



ЭРА	СИСТЕМА	ОТДЕЛ	ЯРУС	ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ КОЛОНКА	МОЩНОСТЬ (М)	ХАРАКТЕРИСТИКА ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ		
							КАМЕННО-УГОЛЬНАЯ	ПЕРМСКАЯ
ПАЛЕОЗОЙСКАЯ	КАМЕННО-УГОЛЬНАЯ	верхний	C _{3к}	[Diagrammatic representation of C3k layer]	0-400	Туйфиты, туфы, липариты, порфириты диабазовые, аргиллиты реже алевролиты, песчаники, конгломераты, доломитизированные известняки чередующиеся между собой. В целом толща, залегающая под $\angle 30-40^\circ$ делится на два подраздела: – нижняя – пестроцветная и красноцветная; – верхняя – вулканогенная (липариты, порфириты, диабазы). В аргиллитах (Сква. 2 Викуловская площадь) обнаружены споро-пыльцевые комплексы – Р-С.		
			C _{3в}				0-250	Песчаники, алевролиты, аргиллиты, красно- и пестроцветные; известняки с красно-сургучными оттенками цвета. В средней части споро-пыльцевые комплексы верхней перми – нижнего триаса, в низзалегających известняках – остракоды верхней перми. Залегание пород 0-45°. (Сква. 1-СК Лебяжьевской, 4,5 - Яковлевской площадей).
			верхний					
	ТРИАСОВАЯ	нижний/средний/верхний	T _{1г}	[Diagrammatic representation of Triassic layers]	0-1200	Туринская серия Конгломераты, гравелиты, песчаники, алевролиты красно- и сероцветные; базальты афировые, реже порфиоровые, часто миндалекаменные, долерито-базальты, долериты (в т.ч. сидлы), туфы базальтов. В низях разреза преобладают красноцветные терригенные породы, эффузивные. Залегание пород 0-10°. Споро-пыльцевые комплексы среднего триаса из слоев темносерах аргиллитов среди базальтов. (Сква. 5-П, 6-П, Западно-Ишимской, 1-П Ишимской площадей).		
			T _{1о}					
			T _{1а}					
			T _{2а}					
			T _{2л}					
			T _{2к}					
			T _{2н}					

сжатием с образованием складок инверсионного характера (рис.8, А). Линейные прогибы этого типа, возникшие в конце орогенного или в переходный этап развития земной коры, по отношению к структурам складчатого основания ориентированы, как правило, дискордантно, а их зоны в грави- и магнитных полях проявляются обычно в виде совпадающих положительных аномалий.

Для рассматриваемой территории по данным бурения составлен сводный литолого-стратиграфический разрез (рис.8, Б), дающий общее представление о характере и последовательности напластования пород этого комплекса.

На сегодня известно, что по целому ряду литогеохимических показателей (степень катагенетической преобразованности, фациальные особенности и др.) триасовые образования района и палеозойские отложения Вагай-Ишимской впадины также относятся к классу благоприятных объектов [Кулахметов Н.Х., Рыльков А.В. и др., 2004]. По их данным содержание битумоидов (на породу) составляет: триас — 0,02%, палеозой — 0,17–0,25%; в составе хлороформенных битумоидов УВ содержится в количестве 33,6% (триас), 12,0–21,5% (палеозой) и т.д. К этому следует добавить сведения об уже известной газоносности

верхнепалеозойских (СЗ-Р) отложений Викуловской площади [Порфильев В.Б. и др., 1982], а также принципиально новую информацию, полученную при вскрытии и исследовании триасовых отложений скв. 10 на Сумкинском участке (Курганская область). Указанной скважиной в разрезе триаса встречены черные фосфатоносные аргиллиты раннего-среднего триаса, в которых установлен типичный для нефтей первичный облик распределения алканов, позволяющих отнести этот комплекс вулканогенно-осадочных пород к нефтематеринским.

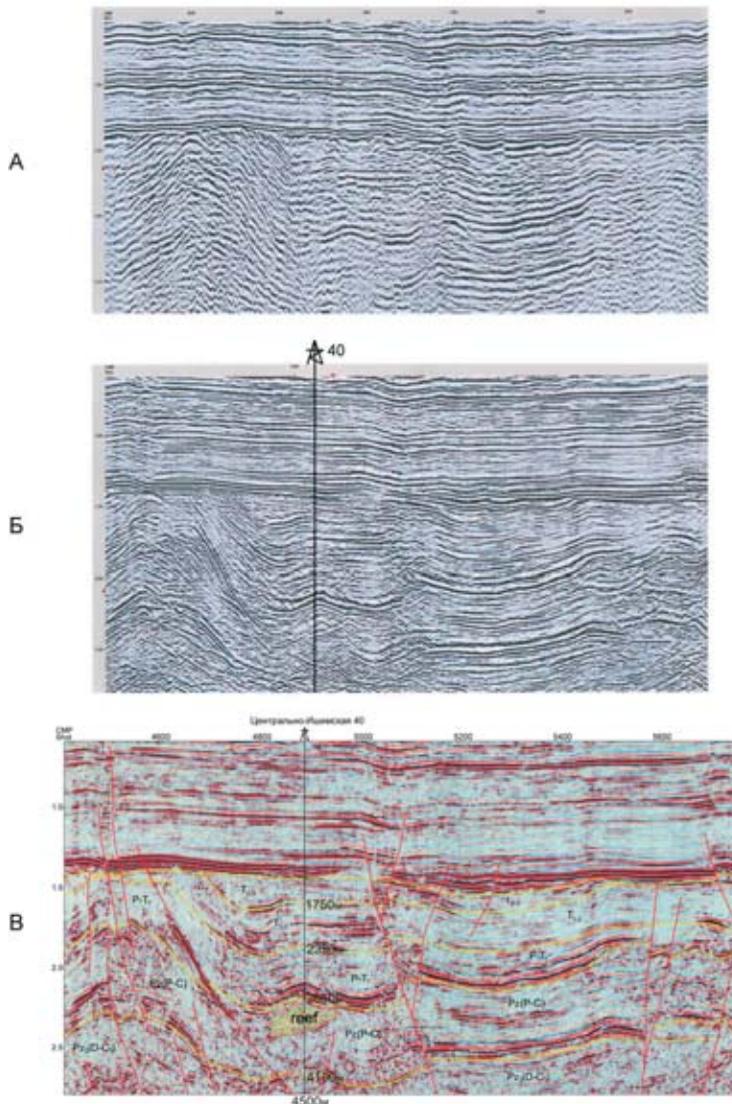
Мы надеемся, что с помощью приведенных примеров показали важность картирования тафрогенных структур и углубленного изучения комплекса пород их слагающих с целью надежной оценки его нефтегазоносности.

С 1998 года специалистами ЗапСибНИИГГ предлагается постановка параметрического бурения, направленного на изучение пермско-триасового сейсмостратиграфического комплекса. Однако она, к сожалению, систематически убирается из планов работ УРФО. Данное обстоятельство сдерживает решение важных геологических проблем, касающихся как вопросов стратификации тафрогенных образований, так и оценки их углеводородной продуктивности.

Сегодня на юге Тюменской области (ТО), преимущественно по материалам сейсмопрофилирования, закартирована система прогибов данного генетического типа, внутреннее строение которых до сих пор без параметрического бурения остается весьма проблематичным.

При этом на территории Курганской области, соизмеримой по площади с южными районами Тюменской области и имеющей общие черты геологического строения, в период 1975–2008 годов пробурено 11 параметрических скважин, в то время как на землях последней пройдено всего две скважины этого вида (Носкинская 33 и Верхне-Тюмская 34). К этому также следует добавить, что бурение на Курганской территории, в основном, направлено на изучение палеозойского комплекса пород. Сложившийся дисбаланс не

Рис. 8. Характер строения тафрогенного комплекса: А — фрагмент сейсмогеологического разреза по РП-С1-А; Б — сводный разрез верхнепалеозойско-триасовых отложений Вагай-Ишимской зоны [В.Н. Воронов, 2004]



соответствует существующим геологическим реалиям данных территорий и требует усиления параметрических исследований на тюменской части региона.

Для успешного решения обозначенной проблемы, изучения тафрогенного комплекса, наиболее благоприятным представляется юг Тюменской области (ТО), где имеется возможность с наименьшими финансовыми затратами провести параметрическое бурение и получить максимально возможную геологическую информацию, которая также будет весьма полезной и для решения этой проблемы на региональном уровне. Нами рекомендуется бурение Центрально-Ишимской скважины 40 на региональном сейсмопрофиле 1L (рис.9), где после переобработки волновой картины в системе Мультифокусинг проявились достаточно яркие и более протяженные хорошо коррелируемые отражения (рис.9, Б), проверка которых бурением позволит получить объективный фактический материал по вещественно-возрастной стратификации разреза (рис.9, В).

Преимущество данного объекта исследований заключается в том, что здесь имеется возможность вскрыть достаточно полный разрез рассматриваемого комплекса пород и охарактеризовать выделенные сеймостратиграфические подразделения до глубины 4500 м, в то время как на Рогожниковской площади, в Мутомской впадине, толщина этих образований значительно больше (рис.2, 3).

В заключение отметим, что рассмотренная геологическая и аналитическая информация свидетельствует о потенциальной перспективности доюрских образований данной территории в отношении углеводородной продуктивности. В Вагай-Ишимской зоне наряду с палеозойскими (девон-каменноугольными) нефтегазоносными отложениями в регионе, как показывает поисковая практика, представлен специфический тафрогенный комплекс пород пермско-триасового возраста, требующий всестороннего углубленного изучения [3].

Анализ и обобщение имеющегося фактического материала, полученного в разные годы по юго-

западным районам Западной Сибири, позволили внести заметные коррективы в представления о геологическом их строении. В результате установлено исключительно широкое, нежели предполагалось ранее, развитие благоприятных на нефть и газ тафрогенных структур, напряженно-деформационных зон, с целью прогноза коллекторов трещинно-порового типа — эрозивно-тектонических выступов и зон регионального несогласия.

На данном этапе ГРП для решения рассматриваемой проблемы и оценки указанных объектов наиболее эффективными являются постановка параметрического бурения и ревизионно-интерпретационный анализ сейсмических материалов МОГТ прошлых лет с использованием современных технологий их переобработки в комплексе с грави- и магнитными данными.

Актуальность выполнения этого этапа ГРП диктуется необходимостью решения проблем по изучению более глубоких участков ЗК, возникших при бурении глубо-

ких и сверхглубоких скважин, выявивших несоответствие между общепринятой геологической интерпретацией ряда сейсмических границ и их реальной природой [9].

На данном этапе ГРП для решения рассматриваемой проблемы и оценки указанных объектов наиболее эффективными являются постановка параметрического бурения и ревизионно-интерпретационный анализ сейсмических материалов МОГТ прошлых лет

Районирование территории Западной Сибири по перспективности на основании рифтогенной модели [11] свидетельствует, что юг Тюменской области располагается на землях перспективных в отношении нефтегазоносности.

Авторы благодарны ветерану института технику-геофизику Несвитовой Л.В. за оперативное и качественное оформление материалов статьи.

Список литературы

1. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М. и др. «К проблеме пермо-триаса Западной Сибири» // Горные ведомости. Тюмень, 2009, № 2, с. 6–17.
2. Воронов В.Н., Ивашкина Д.А., Пацюк П.П., Шпуров И.В. «Основные направления параметрического бурения на юге Тюменской области состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Тюменской области» // Материалы научно-практической конференции. Тюмень, 2005, с. 114–122.
3. Воронов В.Н., Цимбалюк Ю.А., Хомицкий Е.Н. «К вопросу рифтообразования на юге Тюменской области» // Горные ведомости. Тюмень, 2007, № 10, с. 24–35.
4. Воронов В.Н., Кулахметов Н.Х. «Сибирские Увалы — новейшая морфоструктура Западной Сибири: ее глубинный характер и влияние на строение плитного комплекса» // Материалы Международной конференции «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири». Тюмень, 2007, с. 57–62.
5. Гиригорн Л.Ш. «Рифогенные структуры севера Западной Сибири». Бюллетень МОИП, отд. геологии. М., изд. МГУ, 1988, вып. 5, т. 63, с. 7–14.
6. Даукеев С.Ж. и др. «Перспективы нефтегазоносности Прииртышской впадины». Геология и разведка недр Казахстана. Алматы, Казнедра, 1995, №2, с. 10–13.
7. Кобзов В.Г. и др. «Строение и перспективы нефтегазоносности доюрского основания Восточно-Хохряковской площади по материалам сейсмики 3D» // Геофизика. Тюмень, 2004, спец. вып., с. 83–87.
8. Кос И.М., Белкин Н.М., Курышева Н.К. «Сейсмогеологическое строение доюрских образований Рогожниковского лицензионного участка» // Геофизика. Тюмень, 2004, спец. вып., с. 77–83.
9. Креницкий А.А. «Глубинные исследования недр: результаты и перспективы» // Материалы научно-практической конференции «Минерально-сырьевая политика и национальная безопасность», посвященной 80-летию профессора Е.А. Козловского. М., 2009, с. 53–91.
10. Кривоножко В.Г., Голубева Е.А. «Триасовый сейсмокомплекс среднего Приобья» // Геофизика. М., 2001, спец. вып., с. 73–78.
11. Нежданов А.А. и др. «Тюменская НГО — главные черты строения и перспективы нефтегазоносности». Материалы научно-практической конференции «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Тюменской области». Тюмень, 2005, т. 1, с. 42–49.
12. Халимов Э.М., Силич А.М. «Результаты нефтегазопоисковых работ в Зайсанской впадине» // Геология нефти и газа. Тюмень, 1991, №10, с. 11–14.