

ОАО «Институт геологии и разработки горючих ископаемых»  
(ОАО «ИГиРГИ»)



*Геофизикам Татарстана  
и ИГиРГИ посвящается*

**В.А. Трофимов**

**ГЛУБИННЫЕ РЕГИОНАЛЬНЫЕ  
СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ  
ИССЛЕДОВАНИЯ МОГТ  
НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ  
ТЕРРИТОРИЙ**

Москва  
ГЕОС  
2014

УДК 234.556

ББК 23.326

Т 35

**Трофимов В.А. Глубинные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий.** – М.: ГЕОС, 2014. 202 с., цв. илл.  
ISBN 978-5-89118-644-6

Рецензенты: доктор технических наук *Г.Н. Гогоненков*,  
академик АН РТ, профессор *Р.Х. Муслимов*

На основе результатов региональных сейсморазведочных исследований обычной глубинности и их сопоставления с данными по сверхглубоким и параметрическим скважинам в первом разделе монографии показана возможность получения достоверной информации не только о строении осадочного чехла, но и о внутреннем строении верхней части докембрийского фундамента центральных районов Волго-Уральской НГП, в том числе о наличии разуплотненных зон-коллекторов в его толще. Возможность получения такой информации сейсморазведкой МОГТ стала отправной точкой для постановки исследований большей глубинности.

В последующих разделах представлены результаты региональных сейсмических исследований МОГТ нефтегазоносных территорий, обеспечивающих изучение земной коры на всю ее мощность. Эти исследования были начаты в 1993 году в Татарстане и затем продолжены в ряде других регионов Волго-Уральской и Западно-Сибирской провинций. Результаты работ свидетельствуют о возможности получения принципиально новой информации о строении и характере сочленения крупных тектонических элементов, о наличии связей глубинного строения земной коры со строением и нефтегазоносностью осадочного чехла, о возможности использования этих связей для оценки перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов и толщ и для целенаправленного прогнозирования крупных скоплений углеводородов. Все это позволяет расценивать глубинную сейсморазведку МОГТ как новое самостоятельное направление исследований нефтегазоносных и слабоизученных территорий.

Книга предназначена для геологов и геофизиков производственных и научно-исследовательских организаций нефтегазового профиля, а также может представлять интерес для студентов и аспирантов геологических и геофизических специальностей высших учебных заведений.

## **Deep CMP Seismic Survey of Oil and Gas Bearing Areas – by V.A. Trofimov. Moscow: GEOS, 2014. 202 p.**

In the first section of the monograph based on the results of regional seismic investigation and their comparison with data on super-deep and parametric wells is shown the possibility of obtaining reliable information not only about the structure of the sedimentary cover, but also the inner structure of the upper part of the Precambrian basement of the Volga-Ural oil and gas province central areas including the forecasting of fractured zones. The possibility of obtaining such information by CMP seismic was the starting point for conducting research in a deep depth.

The following sections present the results of regional deep CMP seismic surveys of oil and gas bearing areas, providing study of the Earth crust throughout its thickness. These studies were initiated in 1993 in Tatarstan and then were continued in a number of other regions of the Volga-Ural and Western Siberia provinces. Work results indicate the possibility of obtaining fundamentally new information about the structure and nature of the major tectonic elements, the connection of deep crustal structure with sedimentary cover structure and petroleum potential, the possibility of using these relations to evaluate the hydrocarbon potential of the poorly studied areas and strata as well as for targeted forecasting of large hydrocarbon accumulations. All this allows evaluating deep CMP seismic as a new direction of researching for oil and gas in the regions with different degrees of studies.

The book is intended for geologists and geophysicists of the oil and gas industry and research organizations, and may also be of interest to the undergraduate and postgraduate students of geological and geophysical specialties in higher education.

© Трофимов В.А., 2014

© Издательство ГЕОС, 2014

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	8
1. РЕГИОНАЛЬНЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ МОГТ С ЦЕЛЬЮ ИЗУЧЕНИЯ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА И ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ .....	12
1.1. Региональные сейсморазведочные работы начала 1980-х годов .....	12
1.2. Региональные работы 1988-1996 годов .....	20
1.2.1. Задачи и применяемый комплекс исследований .....	20
1.2.2. Методика сейсморазведочных работ .....	22
1.3. Основные результаты изучения геологического строения западных территорий Волго-Камской антеклизы с невыясненными перспективами нефтегазоносности .....	25
1.3.1. Геологическое строение и перспективы нефтеносности Усть-Черемшанского прогиба Камско-Кинельской системы .....	27
1.3.1.1. Существующие представления о строении прогиба .....	27
1.3.1.2. Особенности геологического строения Усть-Черемшанского прогиба и перспективные направления нефтепоисковых работ по данным региональной сейсморазведки .....	29
1.3.2. Новые представления о тектоническом строении Шенталино-Черемшанской зоны .....	36
1.3.3. Изучение геологического строения и целесообразности постановки нефтепоисковых работ в западной части Волго-Камской антеклизы .....	43
1.4. Изучение верхней части кристаллического фундамента .....	49
1.4.1. Петрографический состав и геологическое строение фундамента в разрезах сверхглубоких и некоторых параметрических скважин .....	51
1.4.2. Скорость распространения упругих волн .....	59
1.4.3. Отраженные волны от границ в фундаменте по данным ВСП .....	64
1.4.4. Анализ сейсмических временных разрезов по профилям, проходящим через сверхглубокие и параметрические скважины .....	68
1.4.5. Основные выводы .....	75
2. ГЛУБИННЫЕ СЕЙСМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ МОГТ В ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ .....	78

2.1. Исследования возможности изучения глубинного строения земной коры сейсморазведкой МОГТ в центральной части Волго-Уральской НГП. . . . .	78
2.1.1. Эксперименты и первые профильные наблюдения в Татарстане . . . . .	78
2.1.2. Региональный профиль 2-Г в Самарской области. . . . .	84
2.2. Геотраверс «Татсейс». . . . .	91
2.2.1. Цели и задачи работ . . . . .	91
2.2.2. Методика сейсморазведочных наблюдений и проектирование профиля. . . . .	93
2.2.3. Особенности обработки данных . . . . .	95
2.2.4. Краткая геолого-геофизическая характеристика и нефтеносность района исследований . . . . .	96
2.2.5. О природе отражающих границ в консолидированной коре	100
2.2.6. Исследование и характеристика волнового поля; принципы интерпретации . . . . .	101
2.2.7. О связях глубинного строения земной коры со строением и нефтеносностью осадочного чехла . . . . .	109
2.2.8. О перспективах нефтеносности слабоизученных территорий и о западной границе Волго-Уральской НГП. . . . .	113
2.3. Новый подход к решению проблемы поисков нефти в рифей-вендском комплексе востока Русской плиты. . . . .	115
2.4. Особенности строения и характера сочленения некоторых крупных тектонических элементов востока Восточно-Европейской платформы . . . . .	121
2.4.1. Методологические подходы и фактический материал . . . . .	123
2.4.2. Жигулевский разлом . . . . .	124
2.4.3. Юго-восточное ограничение Южно-Татарского свода. . . . .	125
2.4.4. О характере сочленения Волго-Камской антеклизы и Прикаспийской синеклизы . . . . .	129
2.4.5. Обсуждение результатов . . . . .	133
2.5. Основные выводы и рекомендации . . . . .	136
<b>3. НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ГЛУБИННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ МОГТ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ . . . . .</b>	<b>138</b>
3.1. Глубинные региональные работы в Среднем Приобье. . . . .	139
3.1.1. Новый подход к решению проблемы поисков нефти в палеозое Западной Сибири . . . . .	141
3.1.2. Особенности глубинного строения земной коры в районе известных нефтяных месторождений. . . . .	147
3.2. Переобработка и переинтерпретация региональных профилей прошлых лет на севере Западной Сибири. . . . .	152
3.2.1. Методика полевых работ и качество первичного материала; обработка данных . . . . .	152



3.2.2. Сравнительный анализ волнового поля в районе известных месторождений углеводородов и за их пределами . . . . .	153
3.2.3. Сопоставление потенциальных геофизических полей, особенностей волнового поля и размещения месторождений углеводородов . . . . .	160
3.2.4. Рекомендации по дальнейшему изучению перспектив нефтегазоносности Большехетской впадины . . . . .	166
<b>4. НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШИХ ГЛУБИННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ . . . . .</b>	<b>170</b>
4.1. Изучение особенностей строения и характера сочленения крупных тектонических элементов . . . . .	170
4.2. Совершенствование прогнозно-поисковых работ на крупные скопления углеводородов . . . . .	171
4.3. Рекомендации по совершенствованию глубинных сейсмических исследований нефтегазоносных территорий . . . . .	172
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ . . . . .</b>	<b>173</b>
<b>ЛИТЕРАТУРА . . . . .</b>	<b>174</b>
<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ . . . . .</b>	<b>180</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ. Воспоминания о становлении и развитии глубинных сейсмических исследований МОГТ нефтегазоносных территорий (научно-производственные и не только) . . . . .</b>	<b>181</b>

## TABLE OF CONTENTS

INTRODUCTION .....	8
1. REGIONAL CMP SEISMIC SURVEYS FOR STUDY THE SEDIMENTARY COVER AND THE UPPER PART OF THE CRYSTALLINE BASEMENT OF THE VOLGA-URAL OIL AND GAS PROVINCE .....	12
1.1. Regional works in the beginning of the 1980s .....	12
1.2. Regional works from the 1988-1996 .....	20
1.3. The main results of the geological structure study of the Volga-Kama anteklise western areas with undetermined oil and gas potential .....	25
1.4. Study of the upper part of the crystalline basement .....	49
2. DEEP CMP SEISMIC SURVEYS IN THE VOLGA-URAL OIL AND GAS PROVINCE .....	78
2.1. The research of the Earth crust deep structure by CMP seismic in the central areas of the Volga-Ural oil and gas province .....	78
2.2. Geotraverse "Tatseis" .....	91
2.3. New approach to the issue of oil exploration in the Riphean- Vendian complex of eastern part of the East European platform .....	115
2.4. Peculiarities of the jointing nature and structure of some large tectonic elements .....	121
2.5. Main conclusions and recommendations .....	136
3. DEEP CMP SEISMIC SURVEYS IN THE WESTERN SIBERIA .....	138
3.1. Regional works in the Shirotny Priob'ye .....	139
3.2. Reprocessing and reinterpretation of the historic regional profiles in the Western Siberia northern part .....	152
4. DIRECTIONS OF THE FURTHER DEEP SEISMIC RESEARCH	170
4.1. Study of the structure and nature jointing of large tectonic elements .....	170
4.2. Improvement of the prospecting works for searching oil and gas giant fields .....	171
4.3. Recommendations on improvement of deep seismic exploration	172

CONCLUSION .....173  
REFERENCES .....174  
APPENDIX. Memories of formation and development of deep CMP  
seismic investigations of oil-and-gas territories (research and production  
and not only) .....181

## ВВЕДЕНИЕ

Региональные геолого-геофизические исследования всегда были и остаются мощным инструментом познания основных закономерностей геологического строения слабоизученных регионов и литолого-стратиграфических комплексов, оценки перспектив нефтегазоносности крупных территорий и определения первоочередных направлений и районов для постановки поисковых работ на нефть и газ.

Принципиально новую информацию, способствующую пониманию строения крупных тектонических элементов, решению фундаментальных проблем геологии нефти и газа и на этой основе решению прикладных задач, дает глубинная сейсморазведка МОГТ, успешно проводящаяся с 1993 г. в Татарстане и на сопредельных территориях, а в последние годы – в ряде других нефтегазоносных регионов страны.

Волго-Уральская провинция, являясь одним из старейших нефтегазодобывающих районов, характеризуется высокой степенью освоенности ресурсов недр и относительно неплохой геолого-геофизической изученностью. Вместе с тем и здесь существуют проблемы, решение которых могло бы способствовать более глубокому пониманию тектонического строения и расширению ресурсной базы региона. Так, даже здесь не всегда понятны характер сочленения крупных тектонических элементов и закономерности размещения месторождений углеводородов, спорными остаются вопросы о западной границе провинции, о строении и перспективах нефтеносности Казанско-Кажимского авлакогена, Токмовского свода, западной части Мелекесской впадины и других крупных тектонических элементов. Сложными и нерешенными остаются вопросы о перспективах нефтегазоносности рифей-вендских отложений и кристаллического фундамента.

Необходимым шагом в решении этих и других проблем нефтегазовой геологии являются региональные геофизические исследования. Хотелось бы подчеркнуть, что методология их решения актуальна не только для Волго-Урала, но и для других регионов.

Как известно, комплекс региональных исследований на нефть и газ довольно широк и в различных сочетаниях включает дешифрирование аэрофото- и космоснимков, аэромагнитную съемку, атмогеохимию, гравиметрическую съемку, электроразведку, сейсморазведочные работы ГСЗ, КМПВ, чаще МОГТ по системе региональных профилей.

Отдавая должное вкладу каждого из этих методов и необходимости их комплексирования, отметим, что наиболее информативным методом изучения земных недр, по сути определяющим вместе с параметрическими скважинами основу знаний о региональном строении территории и обосновывающим направления поисковых работ, является сейсморазведка

МОГТ, особенно в глубинной модификации. Учитывая изложенное, а также относительно высокую стоимость этого вида исследований, представляется актуальным осветить вопросы их планирования, методики и, конечно, наиболее важные и интересные геологические и методические результаты. Несомненно, эти результаты будут способствовать более обоснованному выбору направлений геологоразведочных работ на нефть и оптимизации инвестиций.

Основной район выполненных исследований охватывает Волго-Камскую антеклизу и сопредельные территории и включает в себя полностью или частично такие крупные тектонические элементы, как Южно-Татарский свод, Мелекесскую впадину, Северо-Татарский свод, Казанско-Кажимский авлакоген, Жигулевско-Пугачевский, Токмовский и Котельнический своды, Московскую и Мезенскую синеклизы, а также зоны сочленения Волго-Камской антеклизы с Предуральским прогибом и Прикаспийской впадиной (рис. 1 на вклейке). Административно сюда входят республики Татарстан, Башкортостан, Марий Эл, Чувашская и Удмуртская, а также Кировская, Нижегородская, Оренбургская, Самарская, Ульяновская области. Распределение выполненных объемов глубинной сейсморазведки МОГТ по субъектам Федерации Приволжского ФО приведено в табл. 1. Кроме того, для анализа использованы результаты глубинной сейсморазведки МОГТ по центральной и северной частям Западной Сибири.

*Таблица 1*

Объемы глубинной сейсморазведки МОГТ по субъектам Федерации  
Приволжского ФО

Республика, область	Количество профилей	Общая протяженность, км
Башкортостан	12	1099
Кировская область	2	168
Оренбургская область	2	700
Пермский край	2	432
Самарская область	1 + рег.-зон.	1330
Татарстан	16	1468
Удмуртия	8	2112
Башкортостан, Челябинская область	Геотраверс «Урсейс»	500
Татарстан, Башкортостан, Марий Эл, Кировская и Нижегородская области	Геотраверс «Татсейс»	1000
Пермская, Свердловская области	Серебрянка-Березовка	170
<b>Всего</b>	<b>46</b>	<b>8979</b>

Значительная часть региональных сейсморазведочных работ, проведенных на исследуемых территориях и составивших основу настоящего

обобщения, выполнена производственным геофизическим предприятием «Татнефтегеофизика» (ныне «ТНГ-Групп»), где автор долгое время работал начальником геологического отдела, затем главным геологом объединения, инициировал и обосновал необходимость проведения этих работ, принимал непосредственное участие в их планировании, в обработке и интерпретации получаемых данных. Анализ, переобработка и обобщение доступных нам материалов региональных сейсморазведочных работ, проведенных в последующие годы предприятиями «Башнефтегеофизика», «Самаранефтегеофизика», «Костромагеофизика», «Спецгеофизика», «Пермнефтегеофизика», «Удмуртгеофизика», «Оренбургская геофизическая экспедиция», «Ямалгеофизика», выполнены в Институте геологии и разработки горючих ископаемых (ИГиРГИ) также под руководством и при непосредственном участии автора. В работе использовались материалы, полученные за счет госбюджетных средств или ставок отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы, собранные и проанализированные в ходе проведения институтом научно-исследовательских работ по госконтрактам с Министерством природных ресурсов Российской Федерации, Агентством по недропользованию, Госкомитетом по геологии и использованию недр Республики Татарстан (преобразованным в дальнейшем в Министерство экологии и природных ресурсов РТ), по договорам с нефтяными компаниями и геофизическими предприятиями, а также выполненных по инициативе автора.

Основные результаты исследований были ранее опубликованы в периодических научно-технических изданиях и использовались автором при чтении в Казанском госуниверситете курсов лекций «Региональная геофизика», «Введение в сейсмическую интерпретацию» и др.

В настоящей работе при изложении результатов региональных исследований автор, не претендуя на их полноту (что, видимо, должно стать предметом специальных обобщающих исследований), стремился показать роль и возможности региональной сейсморазведки, прежде всего ее глубинной модификации, методологию ее применения при изучении геологического строения и характера сочленения крупных тектонических элементов, слабоизученных территорий и толщ.

Вместе с тем следует понимать, что глубинная сейсморазведка МОГТ появилась не на пустом месте, а органично развилась из наблюдений обычной глубинности, выполняемых на нефтегазоносных территориях для изучения строения осадочного чехла и верхней части кристаллического фундамента. Поэтому в первых разделах книги приведены некоторые результаты сейсморазведочных работ, предшествующих глубинным исследованиям, а также их сопоставление с данными по сверхглубоким скважинам.

Автор выражает искреннюю благодарность специалистам геологических и производственных служб геофизических предприятий, экспедиций по обработке и интерпретации геофизических данных и, конечно, полевикам, обеспечившим получение кондиционных материалов.

Автор признателен также своим коллегам в ИГиРГИ, прежде всего В.Т. Хромову и Ю.А. Романову, совместно с которыми опубликован ряд статей и научных отчетов, ставших основой разделов 1.3.2, 2.1.2, 2.4.3. Неоценимую помощь в оформлении рукописи оказали Г.Н. Нугуманова, Л.М. Дутикова и Н.С. Серебренникова.

Автор благодарен генеральному директору ОАО «ИГиРГИ» С.Л. Баркову, начальнику Департамента по геологоразведочным работам ОАО «Лукойл» А.А.Семянову, генеральному директору ООО «ТНГ-Групп» Р.Г. Харисову за содействие в издании этой книги и рецензентам доктору технических наук Г.Н. Гогоненкову и академику АН РТ, профессору Р.Х. Муслимову за конструктивную и доброжелательную критику.

И последнее. Конечно, при подготовке рукописи в памяти возникали не только геологические или методические результаты, но и картины становления, организации, производства, обобщения региональных геофизических работ. Для иллюстрации влияния на их развитие «человеческого фактора» автор счел возможным сопроводить излагаемые результаты небольшими воспоминаниями.

# **1. РЕГИОНАЛЬНЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ МОГТ С ЦЕЛЬЮ ИЗУЧЕНИЯ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА И ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ**

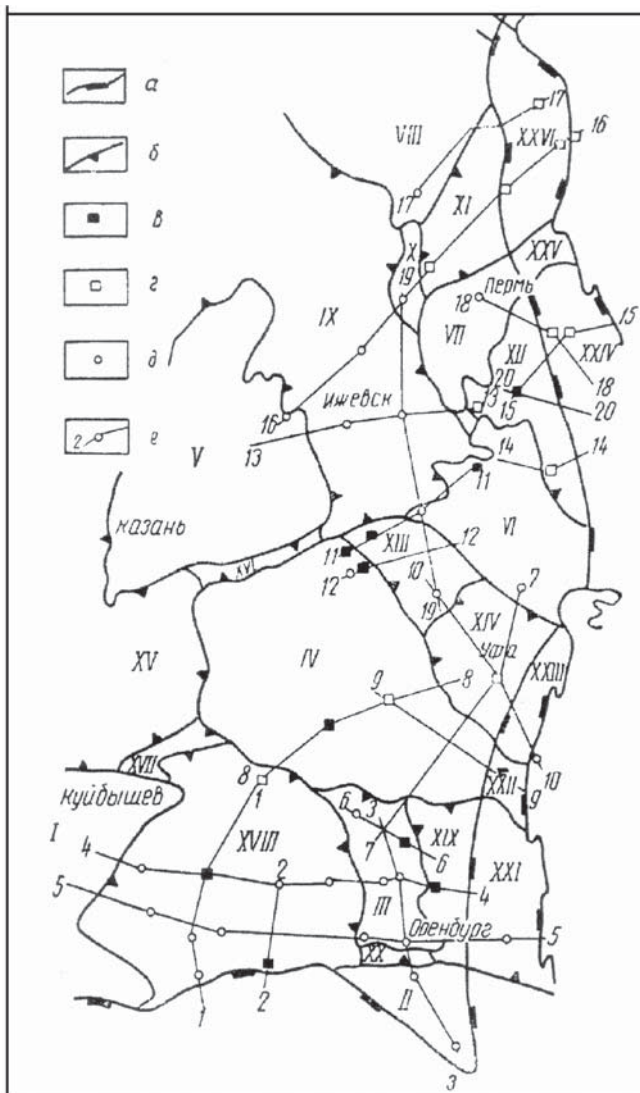
Проведению глубинных региональных сейсморазведочных исследований МОГТ, когда объектом исследований должна стать земная кора на всю ее мощность, предшествовали региональные работы с обычно применяемой в конкретном районе глубинностью, обеспечивающие изучение осадочного чехла и верхней части кристаллического фундамента. Последние стимулировали интерес к изучению все более глубоких горизонтов и явились необходимым этапом изучения строения недр нефтегазоносных территорий. В Волго-Уральской провинции они условно могут быть подразделены на два подэтапа: первый, выполненный в начале 1980-х годов по Программе Миннефтепрома СССР; и второй, начатый в 1988 г. разработкой и реализацией Программы региональных геофизических работ на территории Татарстана и продолжившийся затем на территории республик Башкортостан, Чувашия, Марий Эл, Удмуртия и Оренбургской, Самарской, Кировской, Ульяновской областей.

## **1.1. Региональные сейсморазведочные работы начала 1980-х годов**

В начале 1980-х годов в соответствии с решением Миннефтепрома СССР в ряде нефтегазоносных провинций страны были начаты региональные геофизические исследования. Их главными задачами являлись уточнение геологического строения крупных регионов и толщ, выявление закономерностей размещения месторождений нефти и газа, поиск путей расширения ресурсной базы углеводородного сырья. Научно-методическое руководство работами осуществлялось ИГиРГИ и ЦГЭ Миннефтепрома.

В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, вероятно, из стремления расширить ресурсную базу одного из основных нефтедобывающих регионов, значительное внимание было уделено изучению рифей-вендской толщи [88]. По этой программе на исследуемой территории предполагалось отработать двадцать региональных профилей (рис. 2). В западной части





**Рис. 2.** Схема размещения проектных региональных сейсмических профилей в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции на 1985-1987 гг. (Р.О. Хачатрян и др., 1985).

Границы: *а* – Предуральского прогиба и Прикаспийской синеклизы с Волжско-Камской антеклизой, *б* – крупных тектонических элементов палеозойского структурного этажа Волжско-Камской антеклизы; сводов: I – Жигулёвско-Пугачёвского, II – Соль-Илецкого, III – Восточно-Оренбургского структурного выступа, IV – Южно-Татарского, V – Северо-Татарского, VI – Башкирского, VII – Пермского, VIII – Камского; впадин: IX – Верхнекамской, XI – Висимской, XII – Быско-Кунгурской, XIV – Благовещенской, XV – Мелекесской, XVIII – Бузулукской, XIX – Салмышской; седловин: X – Ракшинской, XIII – Бирской, XVI – Сарайлинской, XVII – Сокской, XX – Павловской; депрессий Предуральского прогиба: XXI – Мраковской, XXIII – Бельской, XXIV – Юрюзано-Сылвинской, XXVI – Соликамской; седловин Предуральского прогиба: XXII – Шихано-Ишимбайской, XXV – Косьвинско-Чусовской.

Скважины: *в* – параметрические пробуренные; *г* – параметрические проектные; *д* – поисковые пробуренные. Трассы: *е* – проектируемых профилей сейсморазведки МОГТ

провинции (Жигулевско-Пугачевский свод, Мелекесская впадина, Северо-Татарский свод, Казанско-Кажимский авлакоген) профили не проектировались. В пределы Республики Татарстан профили заходили лишь своими краевыми частями для увязки с параметрическими скважинами, вскрывшими рифей-вендский комплекс (183 – Суранчинской, 20005 – Мензелино-Актанышской, 20008 – Измайловской; на рис. 2 это профили 8, 11, 12).

На территории Самарской и Оренбургской областей предусматривалось разместить примерно треть планируемых объемов (табл. 2). Кроме изучения строения рифей-вендских отложений, здесь этими исследованиями предусматривалось уточнение геологического строения терригенного девона, в первую очередь в Бузулукской впадине.

Вместе с тем, решались задачи и методического плана: изучение возможностей детального картирования морфологии девонско-турнейских карбонатных толщ, а также зон выклинивания терригенных отложений нижнего карбона во внутренних бортовых зонах Муханово-Ероховского прогиба Камско-Кинельской системы.

Как следует из табл. 2, на территории Самарской области в соответствии с «Программой региональных работ в Волго-Уральской провинции» (ИГиРГИ, ЦГЭ, 1983 г.) были отработаны профили 1, 4, 5 общей протяженностью 610 пог.км. Профиль 1 был продлен на 15 км в южном направлении по территории Саратовской области, а профиль 4 – на 140 км на восток по территории Оренбургской области. Отметим, что местоположение этих профилей каким-то образом корреспондировалось с другими региональными профилями в Волго-Уральской провинции.

Дополнительно к профилям 1, 4, 5 по инициативе треста «Куйбышевнефтегеофизика» (ныне ОАО «Самаранефтегеофизика») на территории Самарской области были отработаны региональные профили А, Б, В общей протяженностью 190 км (табл. 2, б). Главной задачей этих работ являлось изучение геологического строения Муханово-Ероховского и Усть-Черемшанского прогибов Камско-Кинельской системы.

В Оренбургской области трестом «Татнефтегеофизика» (ныне ООО «ТНГ-Групп») отработаны Салмышский, Малаховский, Красноярский региональные профили. Применяемая при их отработке методика работ была достаточно прогрессивной (табл. 2, а) и позволяла получать ценные сведения о строении осадочного чехла, что способствовало повышению эффективности нефтепоисковых работ в регионе. Кондиционность полевых материалов тех лет дает возможность в принципе провести их переобработку с использованием современных программно-алгоритмических средств и получить новую геологическую информацию. В меньшей степени это относится к Красноярскому профилю, где в качестве источника возбуждения использовались газодинамические источники, что вместе с небольшим максимальным удалением возбуждение-прием не способствовало изучению глубокозалегающих рифей-вендских отложений в Серноводско-Абдуллинском авлакогене.

## Объемы и методика региональных сейсморазведочных работ 1980-х – начала 1990-х годов в центральных и западных районах Волго-Уральской НПП

№ п/п	Наименование профиля	Протяженность, км	Организация-исполнитель	№ профиля	Краткость	Схема, ка-нальность	Длина рас-становки, м	$X_{\max}$ , м	$\Delta X_{\text{пр}}$ , м	Тип источника возбуждения	Длительность записи, с	Область	Тектоническая приуроченность
1	Салмышский	129	Татнефтегео-физика	348350	24	асим (48)	4700	3200	100	взрывной	4	Оренбург-ская Оренбург-ская	Восточно-Оренбургский структурный вы-ступ (ВОСВ)
				348214	24	-<<	-<<	-<<	-<<	-<<	-<<		
2	Малаховский	127	Татнефтегео-физика	038552	24	-<<	3525	2400	75	-<<	4	Оренбург-ская	ВОСВ, Бузулукская впадина (БВ)
				058570	24	сим (48)	2400	1200	50	ГДУ	5		
4	I	240	Куйбышев-не-фтегеофизика	068641	48	сим(96)	4750	2375	50	взрывной	3	Самарская	Бузулукская впадина
				068503	48	сим(96)	4750	2375	50	-<<	2,5		
5	IV	250	Куйбышев-не-фтегеофизика	068403	48	асим(96)	4750	2975	50	-<<	2,5	Самарская, Оренбург-ская	Бузулукская впадина
				038515	24	сим(48)	4700	2350	100	-<<	2		
6	V	120	Куйбышев-не-фтегеофизика	038334	24	сим(48)	4700	2350	100	-<<	2	Самарская, Оренбург-ская	Бузулукская впадина
				038434	24	пр.фл.(48)	2350	2350	50	-<<	2		
7	A	77	Куйбышев-не-фтегеофизика	1283/8434	24	сим(48)	1880	940	40	-<<	2	Самарская	Мелекесская впадина
				1284/8534	48	сим(96)	4750	2375	50	-<<	2		
8	B	100	Куйбышев-не-фтегеофизика	018634	24	сим(48)	3525	1762	75	-<<	2	Самарская	Мелекесская впадина
				07861V	24	асим(48)	2350	1775	50	-<<	2		
9	C	110	Куйбышев-не-фтегеофизика	1485/861V	24	сим(48)	3525	1762	75	-<<	2	Самарская	Мелекесская впадина
				10851V	48	сим(96)	4750	2375	50	-<<	2		
10	D	120	Куйбышев-не-фтегеофизика	11861V	24	л.фл.(48)	2350	2375	50	-<<	2	Самарская	Мелекесская впадина
				04860V	48	асим(96)	2375	1175	25	-<<	2		
11	E	130	Куйбышев-не-фтегеофизика	06860V	48	сим(96)	4750	2375	50	-<<	3	Самарская	Мелекесская впадина
				068421	48	асим(96)	4750	2975	50	-<<	3		
12	F	140	Куйбышев-не-фтегеофизика	018612	24	сим(48)	3525	1762	75	-<<	2	Самарская	Мелекесская впадина
				018334	24	сим(48)	3525	1762	75	-<<	2		
13	G	150	Куйбышев-не-фтегеофизика	018410	24	сим(48)	3525	1762	75	-<<	2	Самарская	Мелекесская впадина
				018429	24	сим(48)	3525	1762	74	-<<	2		
14	H	160	Куйбышев-не-фтегеофизика	018533	24	сим(48)	3525	1762	75	-<<	2	Самарская	Мелекесская впадина
				038902	48	сим(96)	4800	2400	50	взр.	3		
15	I	170	Куйбышев-не-фтегеофизика	039102	48	сим(96)	4800	2400	50	взр.	5	Самарская	Мелекесская впадина

б) По программам геофизических предприятий																					
№ п/п	Наименование профиля	Протяженность, км	Организация - исполнитель	№ профиля	Кратность	Схема, ка-нальность	Длина рас-становки, м	X <sub>нач</sub> , м	ΔX <sub>инт</sub> , м	Тип источника возбуждения	Длительность записи, с	Область	Тектоническая приуро-ченность								
8	Б	67	Куйбышев-не-фтегеофизика	1286/8719	48	слм(96)	4750	2375	50	-(-	2	Самарская	Бузудукская впадина								
														1284/8519	48	слм(96)	4750	2375	50	-(-	2
														128519	24	слм(48)	1880	940	40	-(-	2
														128519А	24	слм(48)	1880	940	40	-(-	2
9	В	46	Куйбышев-не-фтегеофизика	028306	24	слм(48)	2350	1175	50	-(-	2	Самарская	Мелекеская впадина								
				028439	24	слм(48)	2350	1175	50	-(-	2										
				028525	24	слм(48)	2350	1175	50	-(-	2										
				038860	48	слм(96)	4750	2400	0	взр.	3										
10	Т-1	375	Татнефтегео-физика	0991810	48	слм(96)	4900	2450	100	выбр.	4(5)	Республика Татарстан	Мелекеская впади-на, Южно-Татарский свод, Камско-Бельский авлакоген								
				099182	48	слм(96)	4850	2425	75	выбр.	5										
				139101	48	слм(96)	4800	2400	50	взр.	5										
				038901	48	слм(96)	4800	2400	50	взр.	3										
11	Т-2	341	Татнефтегео-физика	038903	48	слм(96)	4800	2400	50	взр.	3	Республика Татарстан	Казанско-Кажим-ский авлакоген, Северо-Татарский свод, склоны Южно-Татарского свода								
				038903	48	слм(96)	4800	2400	50	взр.	3										
12	Т-3	466	Татнефтегео-физика	099184	48	слм(96)	4900	2450	100	выбр.	4	Республика Татарстан	Северо-Татарский и Южно-Татарский своды, Серновол-ско-Абдулинский авлакоген								
														099181	48	слм(96)	4850	2425	75	выбр.	5
														0991810	48	слм(96)	4900	2450	100	выбр.	4(5)
														099183	48	слм(96)	4900	2450	100	выбр.	4
13	Т-4	173	Татнефтегео-физика	0992100	48	слм(96)	3920	1960	40	выбр.	4	Республика Татарстан	Восточный склон Токмовского свода								
				099283	48	слм(96)	4900	2450	50	выбр.	4										
				039004	48	слм(96)	4800	2400	50	взр.	3										
				039204	48	слм(96)	4800	2400	50	взр.	3										

Продолжение табл. 2

№ п/п	Наименование профиля	Протяженность, км	Организация-исполнитель	№ профиля	Кратность	Схема, ка-нальность	Длина рас-становки, м	$X_{max}$ , м	$\Delta X_{ин}$ , м	Тип источника возбуждения	Длительность записи, с	Область	Тектоническая приуро-ченность
14	T-5	73	Татнефтегео-физика	039005	48	сим(96)	4800	2400	50	взр.	4	Республика Татарстан	Мелекесская впади-на, восточный склон Токмовского свода
15	T-6	139	Татнефтегео-физика	039006	48	сим(96)	4800	2400	50	взр.	3	Республика Татарстан	Мелекесская впади-на, Казанско-Ка-жимский авлакоген
				039206	48	сим(96)	4800	2400	50	взр.	3		
16	T-7	70	Татнефтегео-физика	039207	48	сим(96)	4800	2400	50	взр.	3	Республика Татарстан	Мелекесская впади-на, восточный склон Токмовского свода
				039307	48	сим(96)	4800	2400	50	взр.	3(15)		
17	T-8	216	Татнефтегео-физика	039208	48	сим(96)	4800	2400	50	взр.	3	Республика Татарстан	Восточный склон Токмовского свода, Казанско-Кажимский авлако-ген, Северо-Татарский свод
				039308	48	сим(96)	4800	2400	50	взр.	3		
18	T-9	62	Татнефтегео-физика	039009	48	сим(96)	4800	2400	50	взр.	3	Республика Татарстан	Мелекесская впади-на, восточный склон Токмовского свода
19	T-10	60	Татнефтегео-физика	039410	30	сим(120)	3986	2010	0	взр.	3	Республика Татарстан	Казанско-Кажимский авлако-ген, восточный склон Токмовского свода
20		63	Татнефтегео-физика	039110	48	сим(96)	4800	2400	50	взр.	3	Республика Татарстан	Усть-Черемшанский прогиб
21	T-19	147	Татнефтегео-физика	039111	48	сим(96)	4800	2400	50	взр.	3	Республика Татарстан	Усть-Черемшанский прогиб
				038919	48	сим(96)	4800	2400	50	взр.	3		
22	T-19	147	Татнефтегео-физика	039319	48	сим(96)	4800	2400	50	взр.	3	Республика Татарстан	Северо-Татарский свод
				039180	48	сим(96)	4900	2450	100	вибр.	4		
23		66	Татнефтегео-физика	039180	48	сим(96)	4900	2450	100	вибр.	4	Республика Татарстан	Юго-восточный склон Южно-Татарского свода

№ п/п	Наименование профиля	Протяженность, км	Организация-исполнитель	№ профиля	Кратность	Схема, ка-нальность	Длина рас-становки, м	$X_{\max}$ , м	$\Delta X_{\text{пр}}$ , м	Тип источника возбуждения	Длительность записи, с	Область	Тектоническая приуро-ченность
24		64	Татнефтегео-физика	069601	30	сим(120)	3927	1980	0	взр.	3	Республика Татарстан	Казанско-Кажимский авлакоген, Северо-Татарский свод
25		60	Татнефтегео-физика	069602	30	сим(120)	3927	1980	0	взр.	3	Республика Татарстан	Казанско-Кажимский авлакоген, Северо-Татарский свод
26		27	Татнефтегео-физика	069603	30	сим(120)	3927	1980	0	взр.	3	Республика Татарстан	Северо-Татарский свод
27		43	Татнефтегео-физика	069604	30	сим(120)	3927	1980	0	взр.	3	Республика Татарстан	Северо-Татарский свод
28		34	Татнефтегео-физика	069605	30	сим(120)	3927	1980	0	взр.	3	Республика Татарстан	Северо-Татарский свод
29		22	Татнефтегео-физика	069606	30	сим(120)	3927	1980	0	взр.	3	Республика Татарстан	Северо-Татарский свод
30		11	Татнефтегео-физика	069607	30	сим(120)	3927	1980	0	взр.	3	Республика Татарстан	Северо-Татарский свод
31		21	Татнефтегео-физика	069608	30	сим(120)	3927	1980	0	взр.	3	Республика Татарстан	Северо-Татарский свод
32		46	Татнефтегео-физика	059047	48	сим(96)	4850	2425	0	вибр.	5	Оренбург-ская	Серноводско-Абдулинский авлакоген
33		59	Татнефтегео-физика	0692122	48	сим(96)	3920	1960	0	вибр.	4	Оренбург-ская	Серноводско-Абдулинский авлакоген
34	Ч-1	77	Татнефтегео-физика	149301	48	сим(96)	4800	2400	50	вибр.	5	Чувашская Республика	Токмовский свод
35	Ч-2	132	Татнефтегео-физика	149302	48	сим(96)	4800	2400	50	вибр.	5	Чувашская Республика	Токмовский свод, профиль Ч-2 является западным продолже-нием профиля Т-8
36	зонально-региональн.	80	Татнефтегео-физика	149429	48	сим(96)	4800	2400	50	вибр.	5	Чувашская Республика	Токмовский свод
37	зонально-региональн.	83	Татнефтегео-физика	149430	48	сим(96)	4800	2400	50	вибр.	5	Чувашская Республика	Токмовский свод
38	зонально-региональн.	11	Татнефтегео-физика	149431	48	сим(96)	4800	2400	50	вибр.	5	Чувашская Республика	Токмовский свод

Окончание табл. 2

№ п/п	Наименование профиля	Протяженность, км	Организация-исполнитель	№ профиля	Кратность	Схема, ка-нальность	Длина рас-становки, м	$X_{\max}$ , м	$\Delta X_{\text{тип}}$ , м	Тип источника возбуждения	Длительность записи, с	Область	Тектоническая приуро-ченность
39	зонально-региональн.	59	Татнефтегео-физика	149432	48	сим(96)	4800	2400	50	вибр.	5	Чувашская Республика	Токмовский свод
40	зонально-региональн.	73	Татнефтегео-физика	149433	48	сим(96)	4800	2400	50	вибр.	5	Чувашская Республика	Токмовский свод
41	зонально-региональн.	123	Татнефтегео-физика	149434	48	сим(96)	4800	2400	50	вибр.	5	Чувашская Республика	Токмовский свод
42	зонально-региональн.	12	Татнефтегео-физика	149435	48	сим(96)	4800	2400	50	вибр.	5	Чувашская Республика	Токмовский свод
43		39	Татнефтегео-физика	149116	48	сим(96)	4800	2400	50	вибр.	3	Ульяновская область	Усть-Черемшанский прогиб
44		38	Татнефтегео-физика	149125	30	сим(120)	3927	1980	0	вибр.	3	Ульяновская область	Усть-Черемшанский прогиб



## 1.2. Региональные работы 1988-1996 годов

### 1.2.1. Задачи и применяемый комплекс исследований

С целью разработки и обоснования новых направлений нефтепоисковых работ на территории Республики Татарстан в 1987 г. объединением «Татнефтегеофизика» была предложена [16] и с 1988 г. реализуется программа региональных геофизических работ.

Основные ее задачи:

- уточнение строения и характера сочленения основных тектонических элементов;
- уточнение имеющихся и получение новых сведений о геологическом строении осадочного чехла, в первую очередь слабоизученной западной части республики;
- изучение внутреннего строения кристаллического фундамента и прогнозирование разуплотненных зон в его толще;
- изучение геологического строения рифей-вендских отложений;
- выявление и обоснование участков для постановки детальных геофизических работ и глубокого бурения.

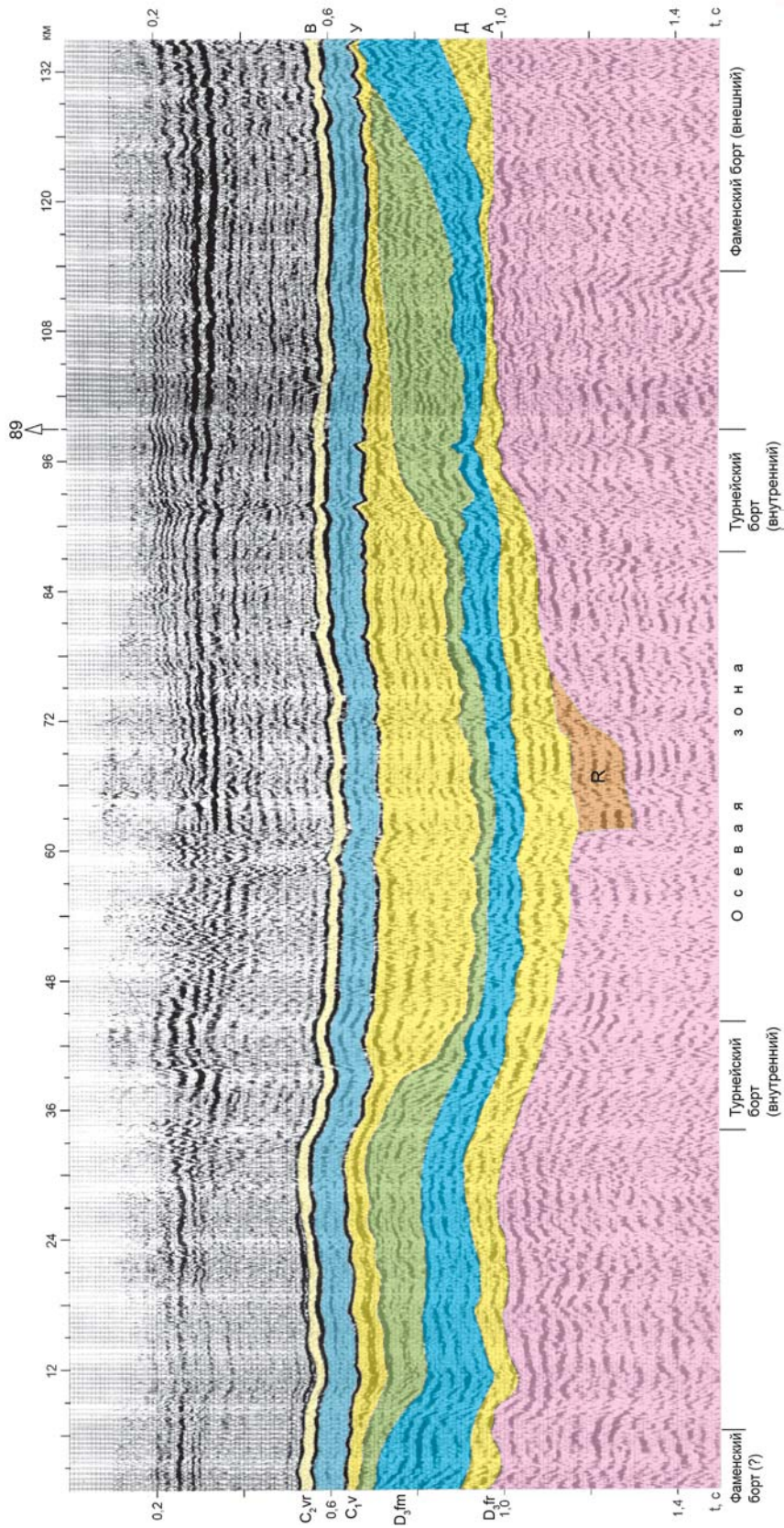
Составляющие элементы программы:

- сейсморазведочные исследования МОГТ на региональных профилях, опирающихся на сверхглубокие и параметрические скважины, вскрывшие докембрийские образования на значительную глубину;
- высокоточные гравиметрические наблюдения на части из этих профилей;
- комплексные площадные исследования высокоточной гравиразведкой и электроразведкой ЗСБЗ на слабоизученных землях западной части республики;
- аэрокосмогеологические исследования;
- высокоточная аэромагнитная съемка;
- геохимические исследования.

Первым вариантом Программы региональных работ предусматривалась отработка трех профилей, пересекающих основные тектонические элементы и проходящих в разных направлениях практически через всю территорию Республики Татарстан. Их суммарная протяженность составляла около 1200 км.

Высокая геологическая информативность первых же временных разрезов по региональным сейсмопрофилям, когда строение крупных тектонических элементов представлялось очень наглядно (например, Усть-Черемшанский прогиб на рис. 3), показала практическую полезность выполняемых исследований и возможность обоснованно планировать нефтепоисковые работы. Это вызвало большой интерес к полученным результатам, в первую очередь со стороны руководства геологической службы АО «Татнефть», и, как следствие, значительный рост объемов этих работ. В результате в последующие годы было отработано намного больше, чем первоначально запланировано (более 4 тыс. пог. км региональных профилей) и работы по этому направлению продолжались длительное время.





**Рис. 3.** Отображение Усть-Черемшанского прогиба Камско-Кинельской системы на региональном профиле Т 1 (038860). В интервале профиля 43–87 км ( $t_0 = 0,7-0,9$  с) четко выделяется осевая зона прогиба

Высокоточной гравиразведкой продублировано 880 пог. км сейсмических профилей, комплексом мобильных геофизических методов в западной части Татарстана в те годы было исследовано 4460 км<sup>2</sup>; аэромагнитной съемкой масштаба 1:50000 покрыто 32 тыс. км<sup>2</sup>; территория республики полностью охвачена АКГИ масштаба 1:500000, а затем 1:200000.

### 1.2.2. Методика сейсморазведочных работ

Методика региональных сейсморазведочных работ определялась, в первую очередь, характером поставленных задач [70]. С целью надежного изучения палеозойского осадочного чехла в западных районах Волго-Уральской провинции, а также для выявления возможных связей в строении фундамента и осадочного чехла система наблюдений применялась не менее детальная, чем при стандартных площадных наблюдениях. Для изучения внутреннего строения фундамента и прогнозирования разуплотненных зон в его толще до технически доступных бурению глубин (7–8 км) требовалось применение систем с большей направленностью, т.е. большим, чем обычно, максимальным удалением возбуждение–прием.

Таким образом, для целостного изучения верхней части земной коры система наблюдений должна быть достаточно универсальной и обеспечивать равномерное изучение разреза в необходимом диапазоне глубин. Практически отсюда следовало, что расстояние между пунктами приема не должно превышать максимально возможного при изучении палеозоя, а кратность профилирования не должна быть меньше, чем при стандартных наблюдениях (для условий Татарстана, Чувашии, Ульяновской области и прилегающих районов в те годы эти величины были равны соответственно 50 м и 48). Учитывая сложность изучаемого объекта, наличие разломов, даек, границ с различными углами падения и азимутами, целесообразно применять центральную схему отстрела.

Для решения поставленных задач требовалось применение мощного, предпочтительнее взрывного, источника возбуждения упругих колебаний. Однако проведение работ с источниками такого типа в условиях разрабатываемых месторождений, где развита густая сеть коммуникаций, практически невозможно. Отсюда вытекала необходимость выяснения опытным путем применимости невзрывных, в первую очередь вибрационных, источников.

Максимальное удаление возбуждение–прием обычно определяется пространственно-временными интервалами регистрации полезных волн и помех и при изучении чехла нередко составляет величину, близкую к максимально необходимой глубине исследования разреза. Исходя из этого, для решения наших задач следовало бы ориентироваться на расстановки с 7–8-километровым удалением. Однако на практике из-за высокой обустроенности территорий и наличия естественных преград их применение связано со значительными трудностями. Естественным ограничением длины расстановок служила и канальность имеющихся в те годы сейсмостанций.

С целью оценки возможности изучения сейсморазведкой отражающих границ в толще кристаллического фундамента, уточнения методических приемов ведения работ на двух профилях (038866 и 038867), проложенных через Бавлинскую скв. 20011, где по данным ВСП на глубинах 6–6,5 км были выявлены сильные отражатели [70], проведены экспериментальные профильные наблюдения МОГТ [74]. На первом этапе профили обрабатывались со взрывным источником (групповые взрывы из 11 скважин на базе 50 м) по методике 48-кратного профилирования с использованием 96-канальной расстановки длиной 4750 м. Наблюдения проведены дважды: с применением центральной (пункт взрыва на 49-м канале) и фланговой (с выносом ПВ на расстояние 50 м от 96-го канала расстановки) систем наблюдений. Таким образом, максимальное расстояние возбуждение-прием в первом случае составляло 2400, во втором – 4800 м.

Затем один из этих профилей был продублирован с виброисточниками по системе 24-кратного профилирования. При этом применялась фланговая 48-канальная расстановка, максимальное расстояние возбуждение-прием составляло 2400 м. Возбуждение колебаний осуществлялось группой из 5 установок СВ-10/100, размещенных на базе 50 м, частотный диапазон свип-сигнала составил 14–125 Гц, его длительность – 5 с.

На сейсмограммах ОПВ, полученных со взрывным источником и без применения фильтрации, достаточно уверенно выделяются отражения «У» (кровля терригенных отложений нижнего карбона), «Д» (кровля терригенного девона) и сопоставимые с ними по интенсивности отражения от глубокозалегающих границ в толще кристаллического фундамента ( $t_0 = 2,1–2,3$  с).

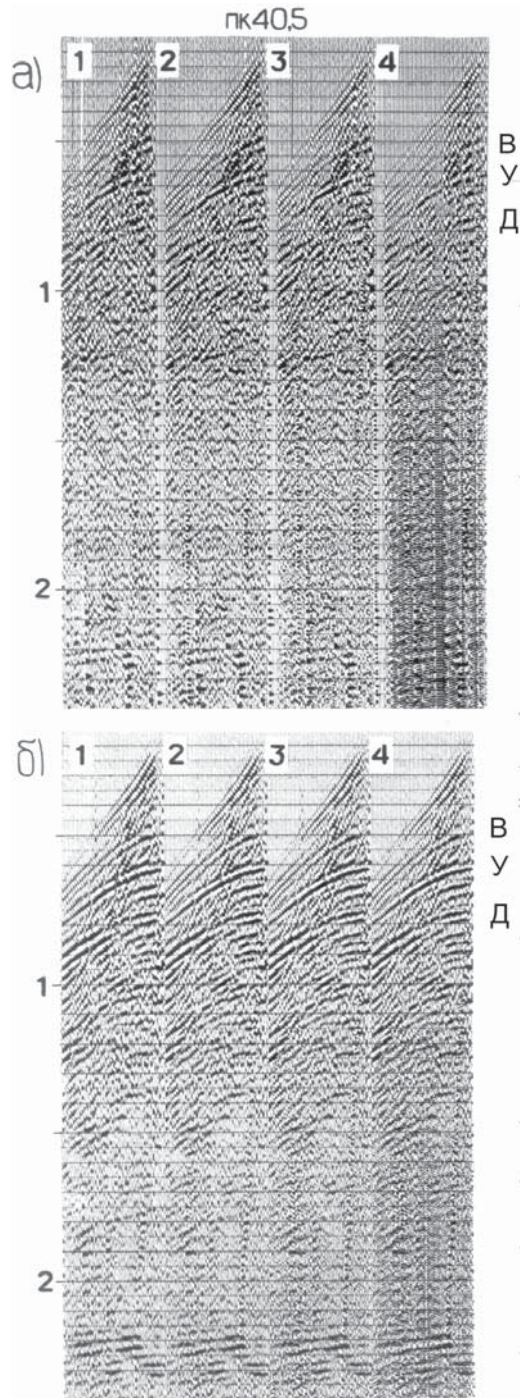
При использовании виброисточников и широкополосных (10–125, 10–90 Гц) фильтраций на сейсмограммах последнее отражение на фоне шумов почти не прослеживается (рис. 4, а). Применение низкочастотной фильтрации значительно упрощает волновую картину при том и другом типах источников и позволяет, в том числе на записях, полученных с вибраторами, уверенно выделить отраженные волны на временах 2,2–2,3 с.

Суммирование равноудаленных каналов даже при небольших (3–5) базах позволяет выделить отраженные волны из толщи кристаллического фундамента более уверенно (рис. 4, б). При этом наиболее интенсивные из них прослеживаются по всей длине расстановки, вплоть до удалений 4800 м.

Дополнительные эксперименты вместе с результатами частотного анализа, выполненного как по сейсмограммам, так и по суммарным разрезам, показали, что использование свип-сигнала с правой граничной частотой порядка 70 Гц обеспечивает получение более кондиционных полевых записей, а после их обработки и суммирования – временных разрезов, пригодных для изучения границ в фундаменте до глубин 10–12 км и горизонтов осадочного чехла с детальностью, необходимой для выявления связей его строения с внутренней структурой доплитного комплекса.

Таким образом, проведенный анализ и экспериментальные наблюдения позволили всесторонне обосновать методику региональных сейсморазве-





**Рис. 4.** Характер записи при работах с виброисточниками: а) сейсмограммы ОПВ, б) сейсмограммы равноудалённых каналов, база – 5; фильтрация 10–40 Гц (1), 10–56 Гц (2), 10–90 Гц (3), 10–125 Гц (4)

дочных работ и с ее помощью получать информативные временные разрезы, пригодные для решения поставленных задач.

Объемы и основные параметры методики региональных сейсморазведочных работ, выполненных в основном по инициативе геофизических предприятий, приведены в табл. 2, б. Не вошедшие в таблицу профили в отношении методики существенно не различались, за исключением некоторых, отработанных ОАО «Костромагеофизика», где в качестве источника возбуждения применялись газодинамические установки.

### **1.3. Основные результаты изучения геологического строения западных территорий Волго-Камской антеклизы с невыясненными перспективами нефтегазоносности**

Западные районы Волго-Камской (Волжско-Камской) антеклизы в целом характеризуются слабой геологической, геохимической, геофизической изученностью. Так, на территориях Чувашской, Марийской, Мордовской республик и примыкающих площадях Ульяновской и Нижегородской (Горьковской) областей в конце 1940-х – начале 1950-х годов было пробурено семь опорных глубоких скважин. Несколько позднее разбурены поднятия, выявленные геологической съемкой: Сундырское (Марийская Республика), Козловское, Марпосадское, Урмарское (Чувашская Республика). Затем были опоискованы многочисленные поднятия, выявленные структурным бурением в западной части Республики Татарстан, а также несколько структур в Марийской Республике и Кировской области. Но притоков нефти не было получено (за исключением Сырьянской структуры в пределах Казанско-Кажимского прогиба), и бурение было прекращено. Вероятно, на принятие этого решения сказалось открытие к тому времени в восточной части антеклизы таких крупных нефтяных месторождений, как Ромашкинское, Туймазинское, Бавлинское и др.

Западная часть Республики Татарстан, относимая по существующим классификациям к малоперспективным и бесперспективным землям или к землям с невыясненными перспективами, по сравнению с сопредельными территориями Чувашской, Марийской Республик и Ульяновской области, а также Кировской и Самарской (западная часть) областей исследовалась более активно, бурением и геофизическими методами изучена лучше. Так, по данным Е.Д. Войтовича [7], до 1982 г. на тектонических элементах Западного Татарстана было пробурено 297 глубоких скважин<sup>1</sup>, в том числе в Предволжье республики (Правобережье р. Волги) порядка 40 скважин; выполнены значительные объемы структурного бурения и сейсморазведки МОВ, а также геохимические исследования.

Но и этого оказалось недостаточно для решения вопроса о перспективности территории в нефтеносном отношении, или, правильнее, применяемые методы исследований оказались недостаточно информативными.

<sup>1</sup> *Примечание автора:* За все последующие годы на этой территории было пробурено только 8 глубоких скважин.

Этим собственно и объясняется различие точек зрения в оценке перспектив западных территорий. Но большинство ученых отмечали возможность открытия здесь месторождений углеводородов, что показано в работах Е.Д. Войтовича, Е.Б. Груниса, Р.Б. Давыдова, Н.С. Исхаковой, И.А. Ларочкиной, Р.Х. Муслимова, В.П. Степанова, В.И. Троепольского, В.А. Трофимова, В.В. Югина, Б.А. Яковлева и др. Основными предпосылками этого являлись наличие коллекторов и покрышек, нефтегазобитумопроявлений, сходство разреза палеозоя по структурно-фациальным условиям с разрезами территорий, где получены положительные по нефти результаты.

Пожалуй, основные разногласия разных исследователей заключались не в возможности нахождения нефти, а в оценке степени перспективности западных территорий и в том, как искать. Геологические службы объединения «Татнефть» и треста «Татнефтегеофизика» обосновывали необходимость планомерного и комплексного изучения территорий геофизическими методами, а уже затем постановку поискового бурения. Некоторые же авторитетные ученые, оценивая перспективность западных районов Татарстана очень высоко, считали возможным сразу выйти туда с бурением. Отражением этого сложного процесса, перешедшего из геологической плоскости в плоскость общественно-политическую, явилась разгоревшаяся на страницах республиканской печати дискуссия «Есть ли нефть на западе Татарии?». К сожалению, возобладала вторая точка зрения и на правобережье Волги, в районе д. Сюкеево («Сюкеевский взвоз») в 1982 г. была пробурена скв. 205. Результат, как и следовало ожидать, был отрицательный. Как показали последующие региональные сейсморазведочные работы, скважина была пробурена в прогибовой зоне (рис. 5). И лишь с 1985 г. началось планомерное изучение территории комплексом геофизических методов. Этот этап исследований можно считать примером классического комплексного регионального изучения территорий с невыясненными перспективами.

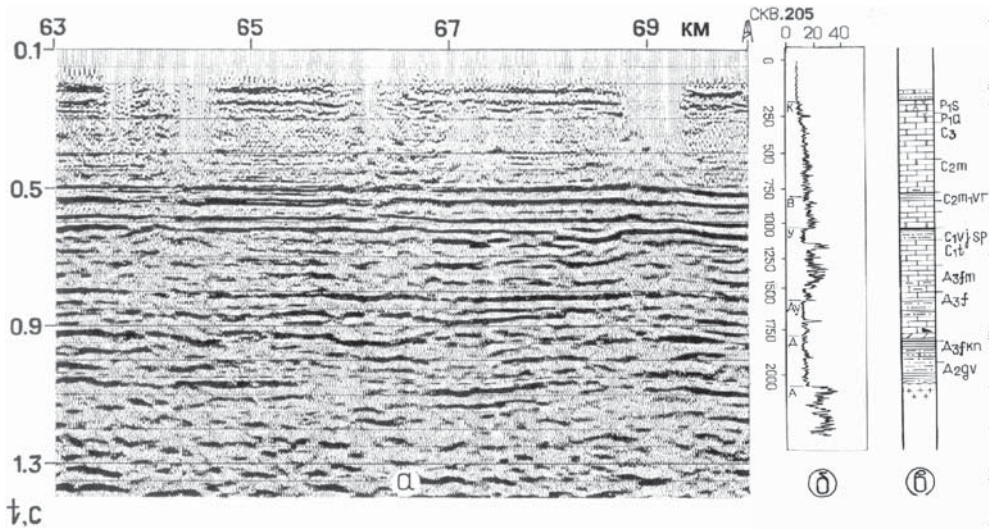
Вначале этот комплекс включал:

- высокоточную гравиразведку и электроразведку ЗСБЗ;
- высокоточную аэромагнитную съемку;
- региональное, а затем детальное дешифрирование аэрокосмоснимков;
- комплексную интерпретацию всех полученных геолого-геофизических данных.

Для большей обоснованности выводов о постановке поисковых работ этот комплекс затем был дополнен:

- региональными сейсморазведочными работами МОГТ;
- геохимическими наблюдениями по региональным сейсмическим профилям;
- атмогеохимической съемкой;
- термометрическими исследованиями;
- обобщающими научно-исследовательскими работами.

В результате проведенных исследований получена информация, дающая объективное представление о геологическом строении недр западной части



**Рис. 5.** Фрагмент регионального профиля Т 5 (039005): а – временной разрез; б – кривая НГК; в – стратиграфическая колонка. Хорошо видно, что скважина 205 пробурена в прогибовой зоне по горизонтам карбона и девона

Республики Татарстан и позволяющая обоснованно планировать дальнейшие геологоразведочные работы [61]. Рассмотрим подробнее некоторые результаты региональных сейсморазведочных работ, двигаясь при описании в западном направлении, от более перспективных земель к менее перспективным и, при необходимости, привлекая данные других геофизических методов.

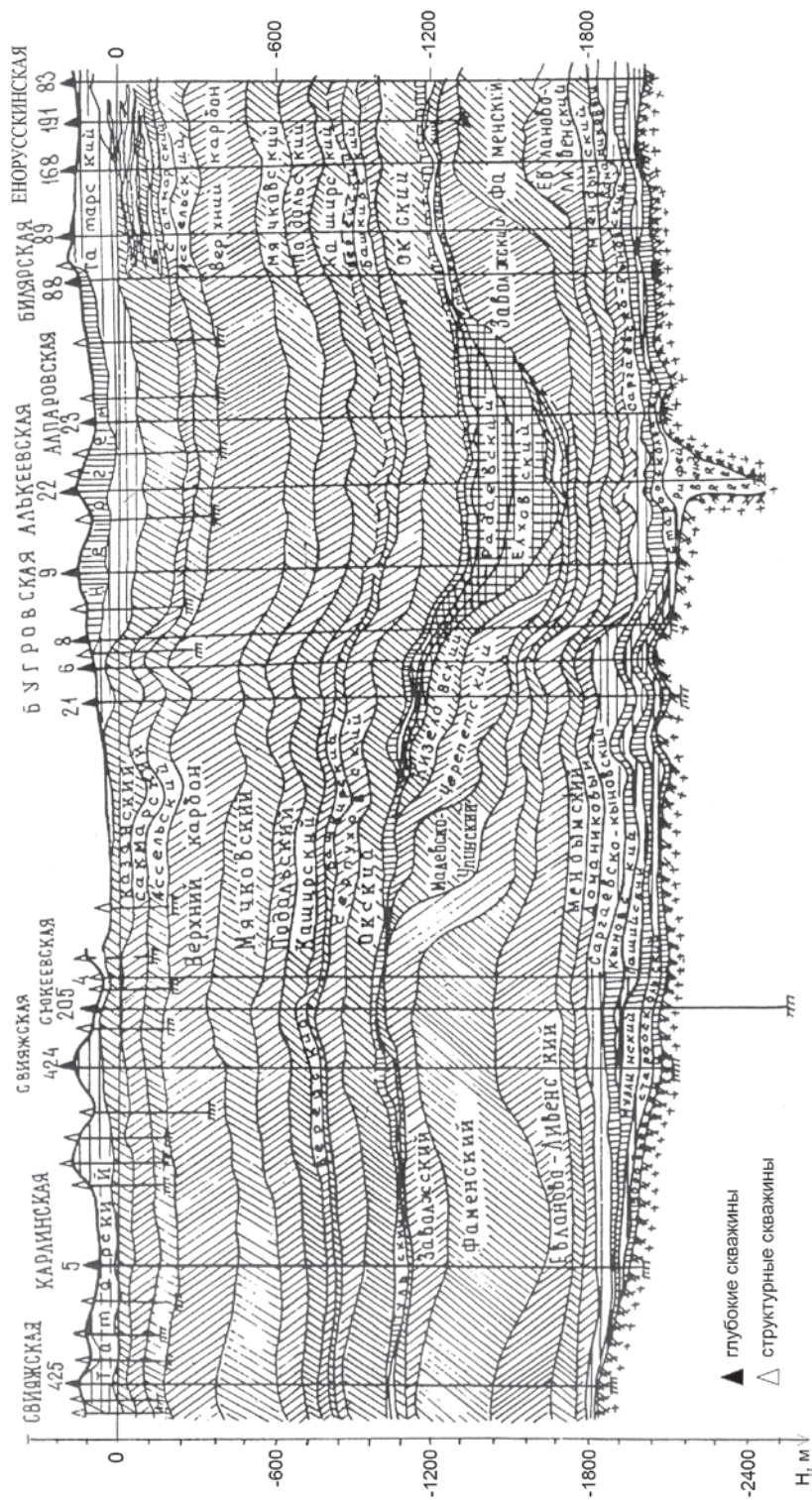
### **1.3.1. Геологическое строение и перспективы нефтеносности Усть-Черемшанского прогиба Камско-Кинельской системы**

#### *1.3.1.1. Существующие представления о строении прогиба*

Усть-Черемшанский некомпенсированный прогиб, являющийся частью Камско-Кинельской системы (ККСП), был предметом изучения многих геологов. Как отмечено в работе [8], он представляет собой крупную впадину по кровле карбонатных пород фаменского яруса с относительно плоским дном и резко выраженными бортовыми уступами. Амплитуда погружения маркирующей поверхности в осевой зоне достигает 400 м. По структурным уступам, соответствующим началу фациального перехода и резкого сокращения мощности верхнефранско-фаменской карбонатной толщи, проводится внешняя граница бортовых зон, в которых распространены многочисленные биогермные постройки [8]. Строение прогиба по профилю скважин субширотного направления иллюстрируется на рис. 6.

В турнейский век происходит постепенное сужение прогиба. В структуре турнейского яруса также выделяются резкие бортовые уступы, но ширина прогиба по ним гораздо меньше (рис. 6). Эти уступы ограничивают





**Рис. 6.** Геологический профиль, иллюстрирующий строение Усть-Черемшанского прогиба Камско-Кинельской системы (по Н.С. Исаковой и др., 1990)



осевую зону прогиба и являются границами его внутренних бортовых зон. Вдоль них выделяются турнейские рифогенные массивы, но они, в отличие от девонских, немногочисленны. Как отмечено в [8], от периферии прогибов к их центральной части происходит «омоложение» ядер рифогенных поднятий. Компенсация осевых зон терригенными породами завершается к концу тульского времени. Интересно, что терригенная и подстилающая ее карбонатная толщи как бы взаимно компенсируют друг друга. Суммарная мощность отложений от кровли тульского горизонта до подошвы домашиковского горизонта примерно одинакова в прогибах и на смежных с ними участках и составляет порядка 580–630 м [55].

В верхних горизонтах разреза прогибы выражены слабо. Считается, что по поверхности фундамента Камско-Кинельские прогибы не находят своего отображения, вследствие чего их относят к типу внутрiformационных [8]. Вместе с тем известна пространственная приуроченность Усть-Черемшанского прогиба к центральной части Мелекесской впадины (как и Актаныш-Чишминского прогиба к Бирской седловине, Нижнекамского – к Сарайлинской). Кроме того, в осевой зоне Усть-Черемшанского прогиба скважиной 22-Алькеевской вскрыт Алькеево-Пичкасский грабен, заполненный венд-рифейскими отложениями мощностью около 300 м (рис. 6).

Интерес геологов к прогибам Камско-Кинельской системы в значительной мере связан с тем, что к их бортовым зонам, где развиты раздувы карбонатных пород и структуры их облекания, приурочены нефтяные месторождения. Отсюда вытекала и главная задача региональных геофизических работ на территориях развития прогибов ККС – изучение геологического строения бортовых зон и прогнозирование зон развития рифогенных структур. Вместе с тем, учитывая, что в осевой зоне прогиба на территории Самарской и Ульяновской областей имеются нефтяные месторождения, целесообразно оценить перспективы и ее татарстанской части.

#### *1.3.1.2. Особенности геологического строения Усть-Черемшанского прогиба и перспективные направления нефтепоисковых работ по данным региональной сейсморазведки*

С целью изучения Усть-Черемшанского прогиба в 1988–1999 гг. было отработано 8 региональных профилей протяженностью от 200 до 10 км (рис. 7). Из этих профилей только один (039110) проходит вдоль осевой зоны прогиба; все остальные пересекают его в субширотном направлении, создают достаточно равномерную сеть и несут полноценную информацию о строении осевой и бортовых зон. Даже самый короткий профиль (079299), отнесенный к категории региональных не по протяженности, а по значимости, полностью пересекает прогиб в его северной, наиболее узкой части.

Кроме региональных профилей, в 1992 г. для изучения перспективных объектов, выявленных электроразведкой ЗСБЗ в восточной бортовой зоне,

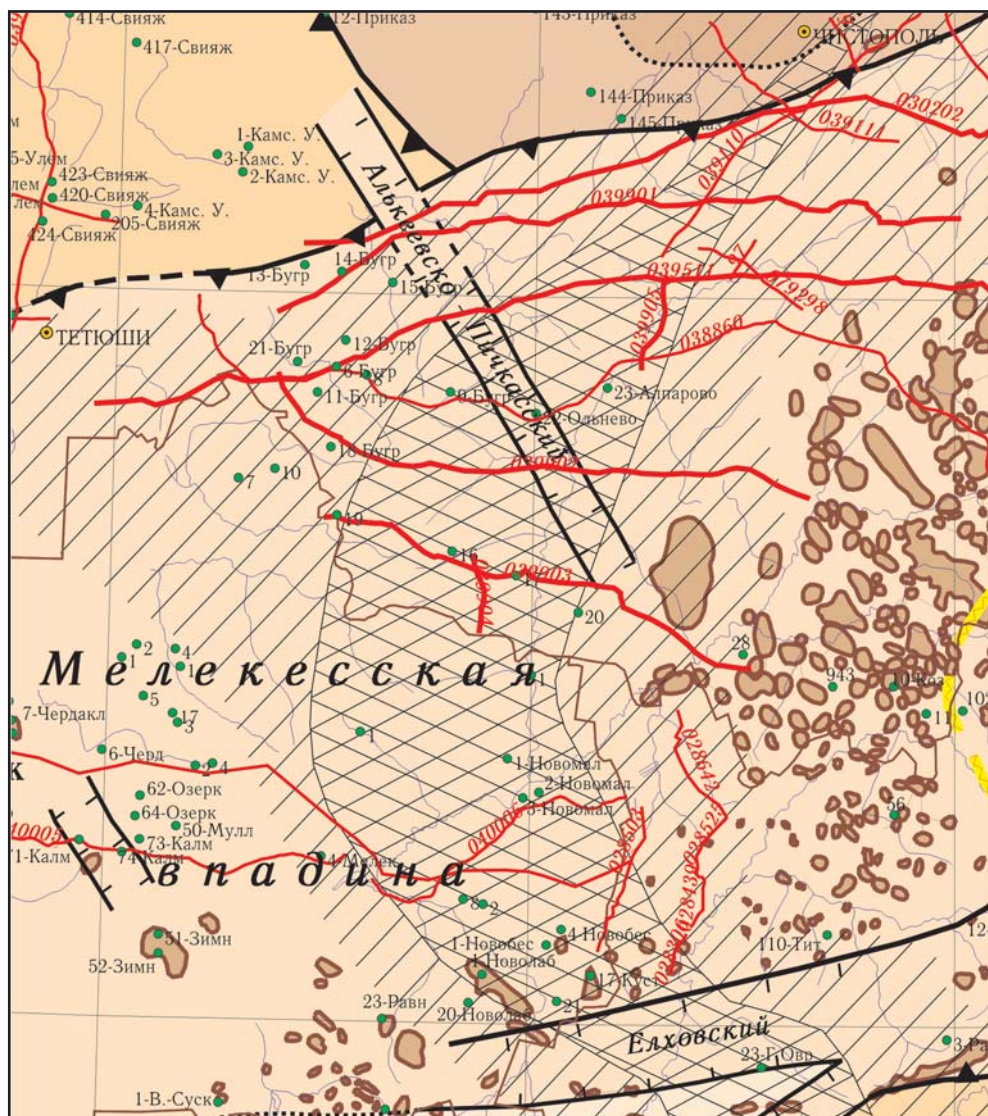


Рис. 7. Схема изученности Усть-Черемшанского прогиба региональными сейсморазведочными работами (фрагмент карты изученности Волго-Уральской НГП, рис. 1)

отработано два профиля (079298 и 079297) и в 1999 г. – два небольших суб-меридиональных профиля – рассечки (039904 и 039905). Отметим также, что результаты региональных работ, как говорилось выше, своевременно использовались для обоснования последующих исследований, в том числе площадной сейсморазведки. Вследствие этого уже к 2000 г. поисковой сетью была покрыта вся восточная бортовая зона прогиба, а в настоящее время во многом завершены площадные сейсморазведочные работы в осевой зоне прогиба.

Профиль 038860 (региональный профиль Т-1) был отработан объединением «Татнефтегеофизика» в 1988 г. и являлся первым из программы региональных сейсморазведочных работ [75]. Этим профилем впервые показана возможность детального изучения строения прогибов Камско-Кинельской системы. На полученном в те годы сейсмическом временном разрезе, являющемся и сейчас одним из лучших, четко видна морфология отражающих горизонтов в карбоне и девоне и благодаря этому строение прогиба в целом и отдельных его элементов представляется очень наглядно (рис. 3). Увеличением временной мощности между горизонтами У (кровля тульских отложений) и Т (кровля турнейского яруса) выделяется осевая зона прогиба, характеризующаяся увеличением мощности терригенных отложений нижнего карбона до 300–400 м. Очень четко выделяются западный и восточный турнейские бортовые уступы, отделяющие осевую зону прогиба от внутренних бортовых зон (интервалы профиля 33–43 и 87–98 км соответственно). Фаменские бортовые уступы видны не столь четко, но также вполне надежно: западный – в самом начале профиля, восточный – в интервале 122–138 км. Трассирование этих элементов от профиля к профилю позволило существенно уточнить границы структурно-фациальных зон Усть-Черемшанского прогиба (рис. 3) и более целенаправленно планировать нефтепоисковые работы.

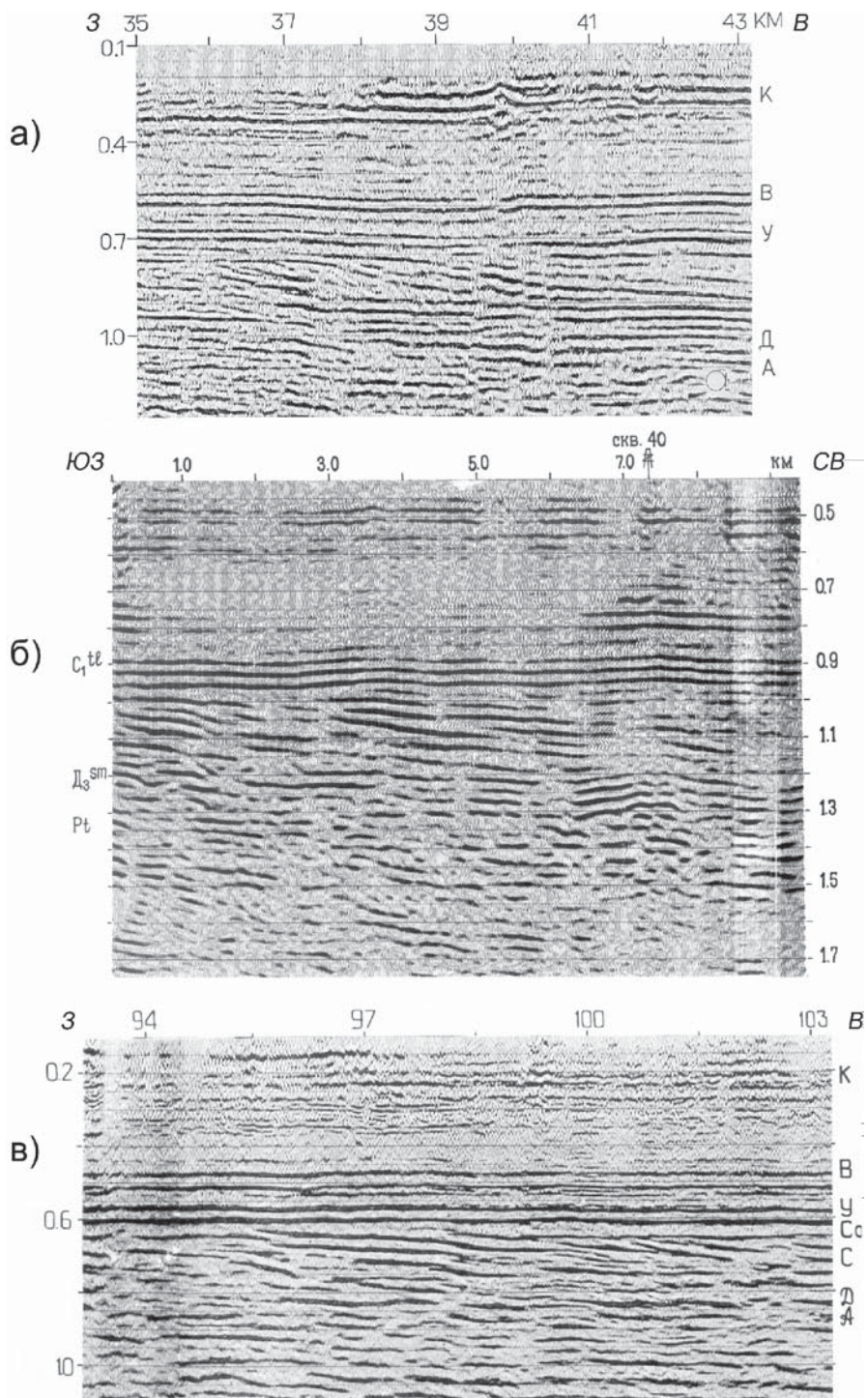
Заметим, что интерпретация данных сейсморазведки не всегда однозначна. Остаются неясности в положении западного борта прогиба, особенно в северной его части. Повышение информативности временных разрезов могло бы способствовать решению этой задачи, а также выявлению крупных перспективных объектов, наличие которых сейчас только предполагается.

Говоря о строении западных бортов и Усть-Черемшанского, и Нижнекамского прогибов ККС, отметим, что они имеют четко выраженное клиноформное строение [75] (рис. 8). Это говорит о возможности формирования здесь литолого-стратиграфических ловушек, что должно быть учтено при планировании будущих нефтепоисковых работ.

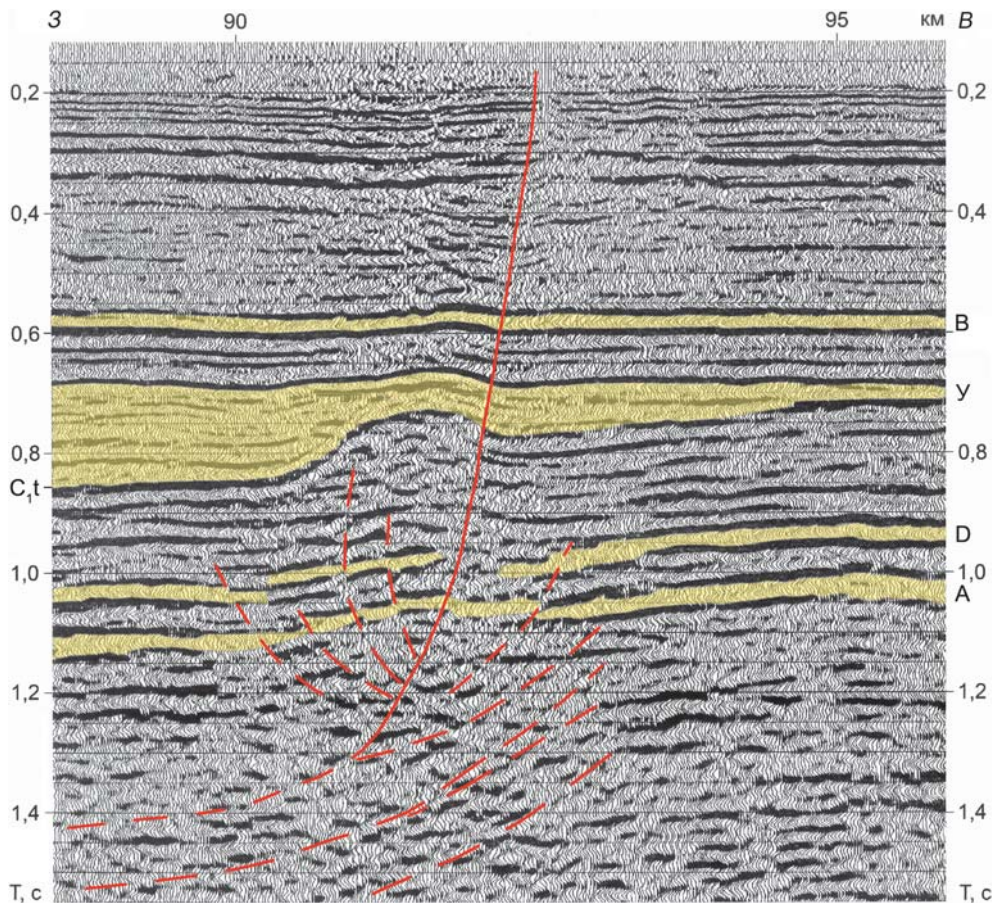
Продолжая рассмотрение временного разреза по профилю 038860 (рис. 3), отметим, что в пределах восточного бортового турнейского уступа в интервалах 90–92 и 97–98 км по горизонтам С, У, В выделяется два высокоамплитудных поднятия. В более крупном масштабе западное из них показано на рис. 9. Оба поднятия имеют асимметричную форму, выполаживаются вверх и характеризуются явным несоответствием структурных планов. Причем по крутым крыльям выделяются тектонические разрывы. Облик сейсмического временного разреза свидетельствует о формировании этих структур в обстановке горизонтального сжатия. Установленные факты имеют большой научный интерес и несомненно должны учитываться при создании тектонических карт и изучении вопросов формирования прогибов Камско-Кинельской системы.

Практически важным является то, что в западном, более крупном поднятии, названном впоследствии Грозненским (рис. 9), установлена нефтеносность отложений среднего карбона.





**Рис. 8.** Отображение клиноформного строения западных бортовых зон прогибов Камско-Кинельской системы [75, 79]: а – Усть-Черемшанский прогиб, Республика Татарстан; б – Усть-Черемшанский прогиб, Ульяновская область; в – Нижнекамский прогиб, Республика Татарстан



**Рис. 9.** Отображение восточного борта Усть-Черемшанского прогиба и Грозненского поднятия (интервал 90–92 км) на региональном профиле Т 1. Жёлтым цветом выделены отложения, с которыми связаны сильные отражения, красным – прогнозируемые тектонические нарушения

Наличие столь крупных перспективных поднятий послужило обоснованием для проведения здесь площадных сейсморазведочных работ, в результате которых был подготовлен к бурению ряд поднятий, в том числе Грозненское, где, как уже говорилось, из отложений среднего карбона была получена нефть. Это открытие стало принципиальным, во-первых, потому, что выявленная залежь является самой западной из известных в Татарстане. Во-вторых, оно подтверждало перспективность внутренней бортовой зоны Усть-Черемшанского прогиба, что обосновывало (вместе с сейсморазведкой и электроразведкой) новое направление нефтепоисковых работ.

Дело в том, что по результатам ранее проведенной в этом районе электроразведки ЗСБЗ, вдоль восточного борта Усть-Черемшанского прогиба прогнозировалась цепочка перспективных локальных поднятий. Детализация одного из них сейсмическими профилями подтвердила его существование.



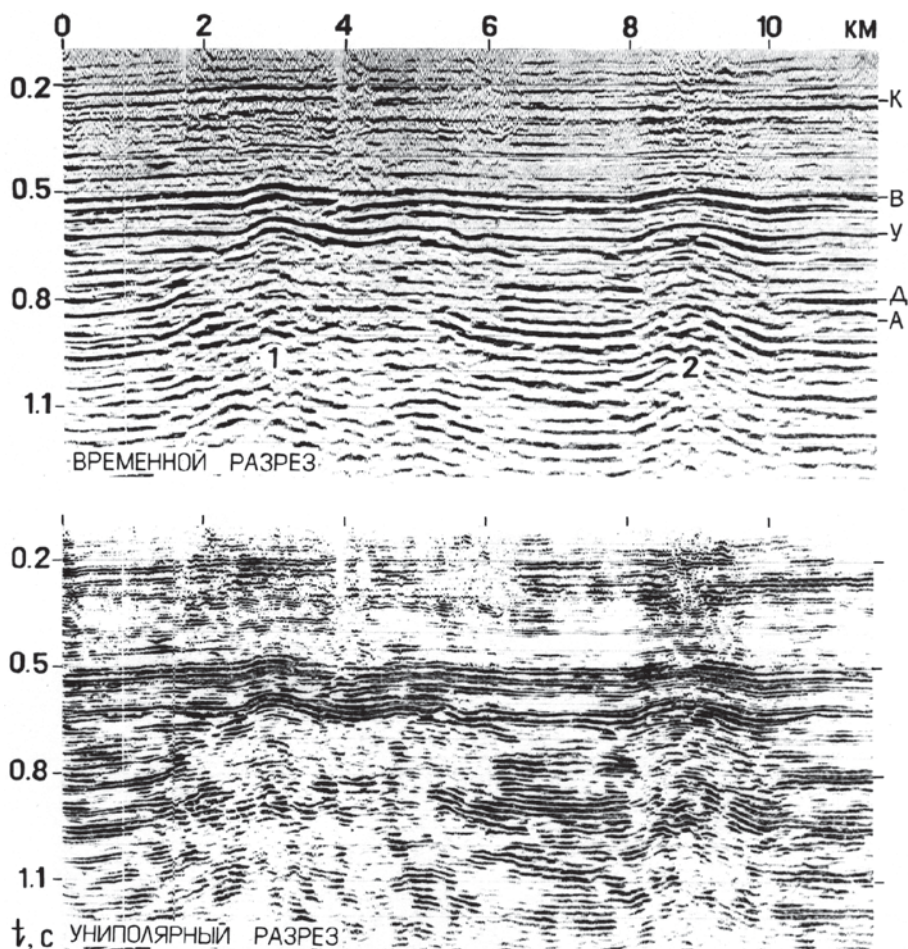
Это является важным геологическим результатом, имеющим и методическую ценность, так как неплохое соответствие результатов сейсморазведки и электроразведки ЗСБЗ позволяет более точно и менее затратно определить положение бортов прогиба, а также прогнозировать перспективные объекты (и перспективные зоны!) на основе комплексной интерпретации.

Принципиальным является вопрос оценки перспектив нефтеносности осевой зоны татарстанской части Усть-Черемшанского прогиба. Здесь, в этой структурно-фациальной зоне на региональных профилях выделяются антиклинальные перегибы по горизонтам девона, а на территории Ульяновской (Ново-Лабитовское поднятие [79]) и Самарской (Булатовская группа поднятий) областей в аналогичных условиях получены притоки нефти дебитом до 72 т/с.

Для решения этой проблемы дополнительно к реализованному в те годы комплексу региональных работ были поставлены термометрические исследования (Н.Н. Христофорова, Казанский университет), атмогеохимические исследования (Е.А. Лаубенбах, ВНИИгеосистем) и дополнительные региональные сейсморазведочные работы (профили 039901–039905). Анализ и обобщение полученной информации показали, что на этой территории могут быть открыты нефтяные месторождения. Это в последующем послужило обоснованием проведения здесь площадной сейсморазведки.

Привлечение материалов сейсморазведки и ГИС по Ново-Лабитовскому (рис. 8, б, интервал 6,5–8 км) и Булатовскому месторождениям вместе с результатами гравиметрических наблюдений по методике НГП (нестабильности гравитационного поля) позволило построить геолого-геофизические модели этих месторождений и сформулировать их поисковые признаки. Основные из них – наличие антиклинальных перегибов по горизонтам, залегающим ниже подошвы терригенных отложений нижнего карбона, а также появление в этом интервале разреза субгоризонтальных осей синфазности, иногда высокой интенсивности, отображающих, вероятно, разуплотненные зоны в верхнедевонской карбонатной толще. На Ново-Лабитовском месторождении отмечалось и существенное понижение интервальных скоростей по данным псевдоакустического преобразования (ПАК). Признаком, повышающим перспективность выявленных поднятий, является повышенная нестабильность гравитационного поля, наблюдаемая по результатам экспериментальных работ по методике НГП и на Ново-Лабитовском, и на Булатовском месторождениях (Волгина А.И. и др., ИГиРГИ, 2001).

Анализ с использованием выработанных критериев сейсморазведочных материалов по региональным профилям на татарстанской части Усть-Черемшанского прогиба позволил выявить ряд объектов, представляющих интерес для дальнейших нефтепоисковых работ. Наиболее перспективным из них является Северо-Арбузовское поднятие, что подтверждено и гравиметрическими наблюдениями по методике НГП (рис. 10). Для решения вопроса о заложении поисковой скважины целесообразно провести детализационные работы.



**Рис. 10.** Отображение Арбузовского (1) и Северо-Арбузовского (2) поднятий на профиле 039110

Таким образом, выполненные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ в комплексе с данными других геолого-геофизических методов позволили:

- уточнить строение и границы структурно-фациальных зон Усть-Черемшанского прогиба;
- обосновать проведение площадной сейсморазведки и оптимизировать геологоразведочные работы на нефть в регионе;
- выявить перспективные объекты в восточной бортовой зоне, что способствовало открытию нефтяной залежи на Грозненском поднятии и обоснованию нового направления нефтепоисковых работ;
- выявить перспективные объекты в осевой зоне прогиба;
- выявить клиноформный характер строения западного борта.

### 1.3.2. Новые представления о тектоническом строении Шенталино-Черемшанской зоны

Уточнение границ прогибов Камско-Кинельской системы по результатам региональных геофизических работ, выявление особенностей строения структурно-фациальных зон и новых перспективных объектов несомненно имеет первостепенное значение и может способствовать повышению эффективности нефтепоисковых работ в этом районе.

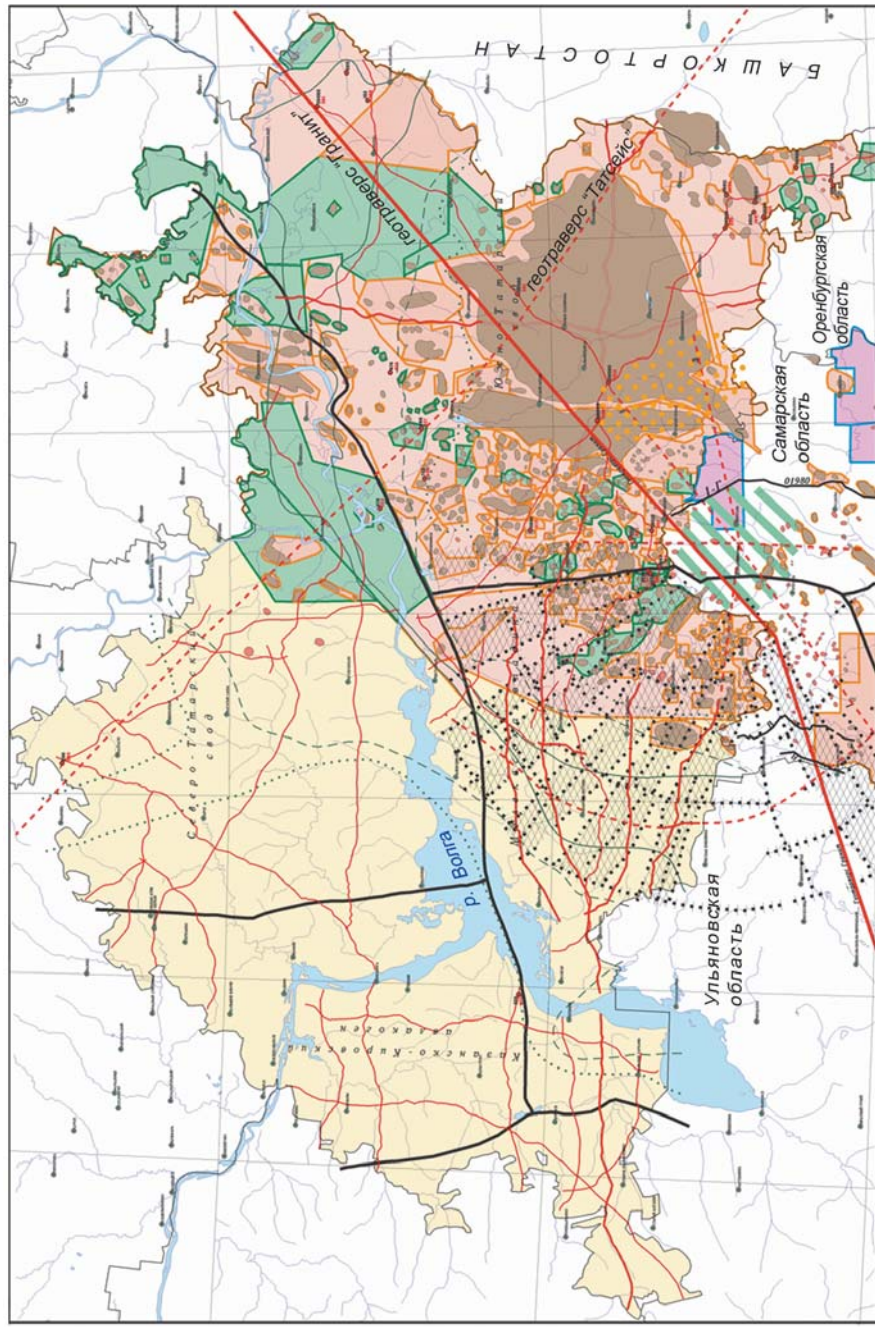
Вместе с тем выполненный в ходе изучения Усть-Черемшанского прогиба анализ геолого-геофизических, в том числе сейсморазведочных, материалов по Шенталино-Черемшанской зоне, включающей сопредельные районы Республики Татарстан, Самарской и Ульяновской областей, позволил выявить более общие закономерности размещения нефтяных месторождений, основывающиеся на радиально-концентрическом строении территории.







Выделенный на основе системного анализа геофизической и аэрокосмической информации региональный концентр [80] характеризуется рядом дуговых, четко прослеживающихся концентрических линеаментов с разными радиусами их расположения от центра. Центральная зона данного концентра устанавливается нами в северной части Самарской области, на приграничной с Татарстаном территории, восточнее г. Нурлат.

Дуговые элементы концентра контролируют и положение Усть-Черемшанского прогиба по простиранию. Так, на изучаемой территории западной бортовой зоне соответствует дуговой линеамент с радиусом 120–125 км, а восточной – с радиусом 90–95 км (рис. 11).

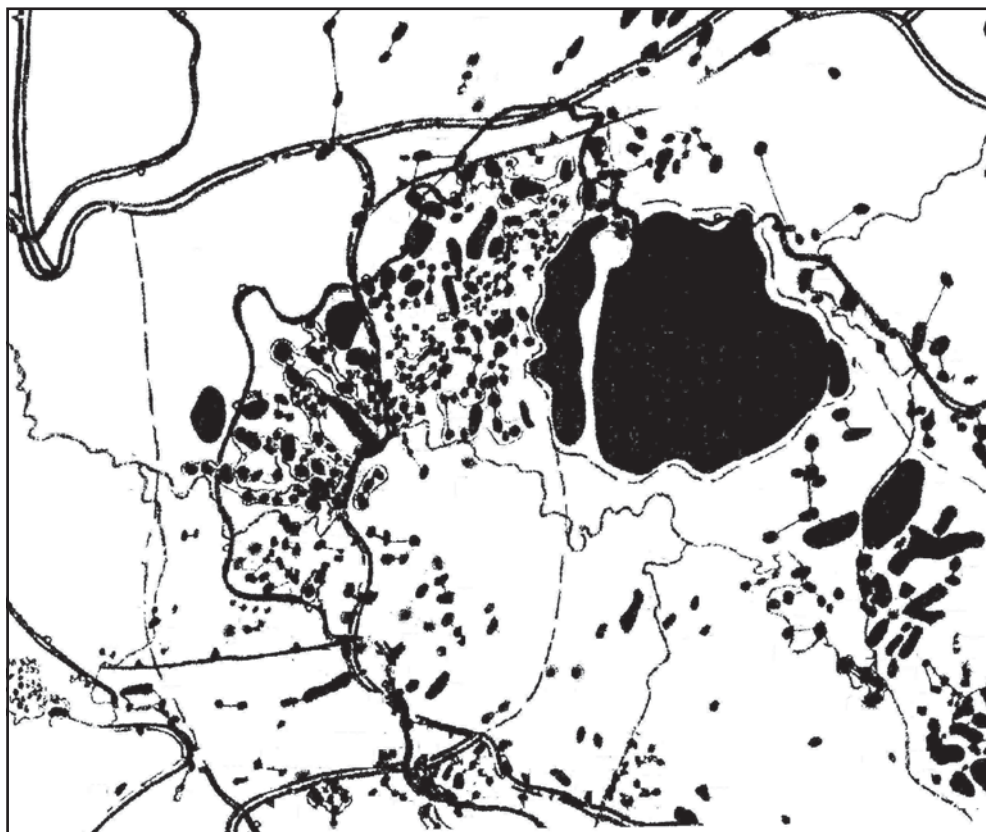
Отметим, что ранее на этой территории под разными названиями выделялись кольцевые образования. Так, В.П. Степановым и др. [60], а вслед за ним В.В. Муравьевым [29] была выделена Шенталинско-Черемшанская кольцевая структура. Правда, она характеризовалась большими размерами (радиус около 250 км), а ее центр был смещен на восток. Практически здесь же В.К. Александровым [2] был выделен кольцевой объект № 55Г, а В.А. Николенко и др. [47] – Кондурчинская кольцевая структура. Нами в отличие от названных исследователей наряду с дуговыми линеаментами выделены и радиальные, прослеженные от центра рассматриваемого концентрического элемента и обусловленные тектоническими нарушениями. Важно подчеркнуть, что намечается определенная приуроченность к радиальным линеаментам структурных осложнений в низах осадочного чехла, т.е. эти линеаменты определяют границы и простирание поперечных к Усть-Черемшанскому прогибу приподнятых (валообразных) и опущенных зон шириной 5–15 км. В свою очередь, к приподнятым зонам приурочены нефтяные месторождения западного склона Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины. Радиально-концентрический характер выделенной системы достаточно хорошо проявляется даже на составленной ранее (А.А. Голов и др., ИГиРГИ, 1999) схеме нефтяных месторождений Волго-Уральской провинции (рис. 12).





- 
 центральная часть Шенталинско-Черемшанского РКО
- 
 радиальные валообразные зоны
- 
 нефтяные месторождения
- 
 региональные профили:
- 
 отработанные
- 
 предлагаемые

**Рис. 11.** Положение Шенталино-Черемшанского радиально-кольцевого образования (составили В.А. Трофимов, Ю.А. Романов, В.Т. Хромов)



**Рис. 12.** Схема размещения нефтяных месторождений Волго-Уральской НПП, фрагмент (ИГиРГИ, А.А. Голов и др., 1999)

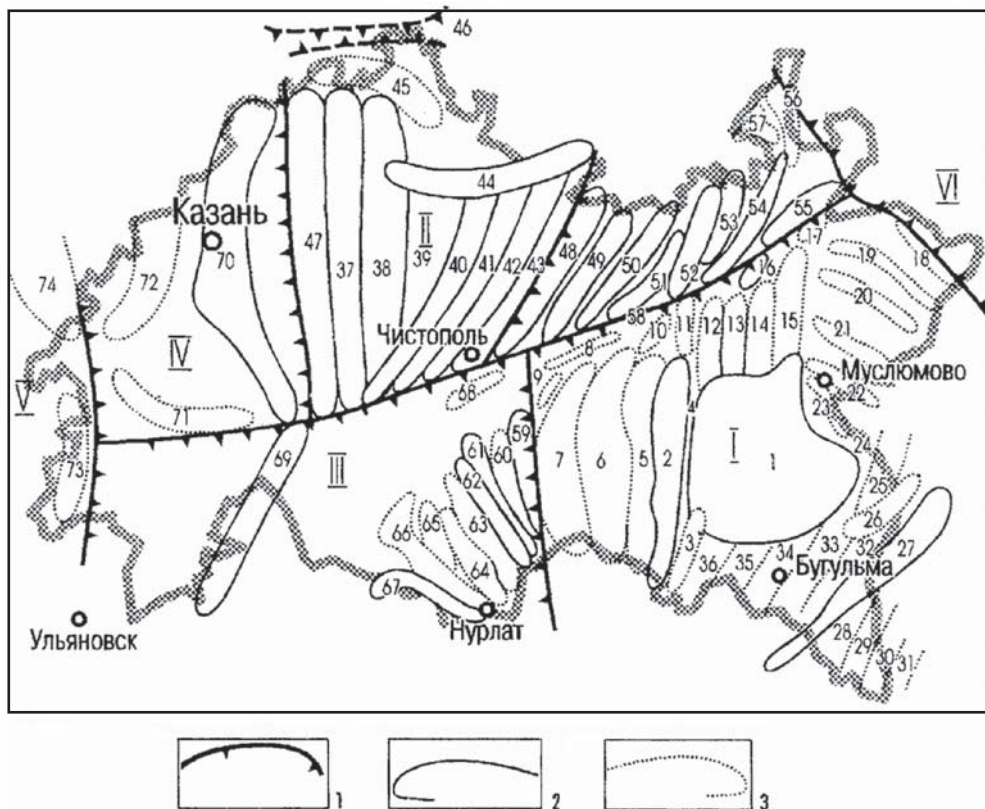
Наличие радиальных приподнятых зон, расходящихся из единого центра, хорошо просматривается и на тектонической схеме Татарстана (рис. 13).

Наши представления о тектонике региона отражены на рис. 11. Видно, что доминирующим тектоническим элементом является Шенталинско-Черемшанское радиально-концентрическое образование. К приподнятым, веерообразно расходящимся по «радиусам» зонам приурочены нефтяные залежи и месторождения. Это позволяет сделать принципиально новый вывод о том, что размещение этих месторождений, а возможно, и их образование контролируются выявленной радиально-кольцевой структурой.

Из этого вывода вытекают два практически важных следствия, касающихся методики поисков в исследуемом районе новых залежей углеводородов:

1. Опоискование вновь выявленных перспективных структур целесообразно проводить в приподнятых радиальных зонах или на их продолжении.

2. Методами региональной геофизики и геохимии целесообразно провести поиск «недостающих» приподнятых радиальных зон на слабоизученных территориях. Одной из таких зон может быть зона, прогнозируемая нами на тер-



**Рис. 13.** Тектоническая схема палеозойского осадочного чехла. Республика Татарстан (Е.Д. Войтович, 2003): 1 – границы крупных тектонических структур первого порядка; 2 – границы сквозных и наложенно сквозных структур; 3 – границы наложенных и погребенно-наложенных структур

ритории Татарстана в запад-северо-западном направлении и подтвержденная атмогеохимической съемкой ВНИИгеосистем (Е.А. Лаубенбах). Выявление подобных зон ожидается и на территории Ульяновской области (рис. 11).

Чрезвычайно важен выявленный по данным сейсморазведки факт существенного различия внутреннего строения фундамента в центральной части Шенталинско-Черемшанского радиально-кольцевого образования и за ее пределами. Специалистами АО «Самаранефтегеофизика» (Л.И. Шестакова и др.) при интерпретации временного разреза по региональному профилю 1-Г обращалось внимание на наличие под Южно-Татарским сводом (16–39 км профиля) цуга «крутопадающих в северном направлении осей синфазности, образующих отрицательную структурную форму, которая не находит отображения по поверхности кристаллического фундамента и осадочному чехлу». Южнее, под Серноводско-Абдулинским авлакогеном (50–91 км профиля) выделялась серия листрических, выполаживающихся с глубиной разломов. Практически одновременно в работе [27] в дополне-



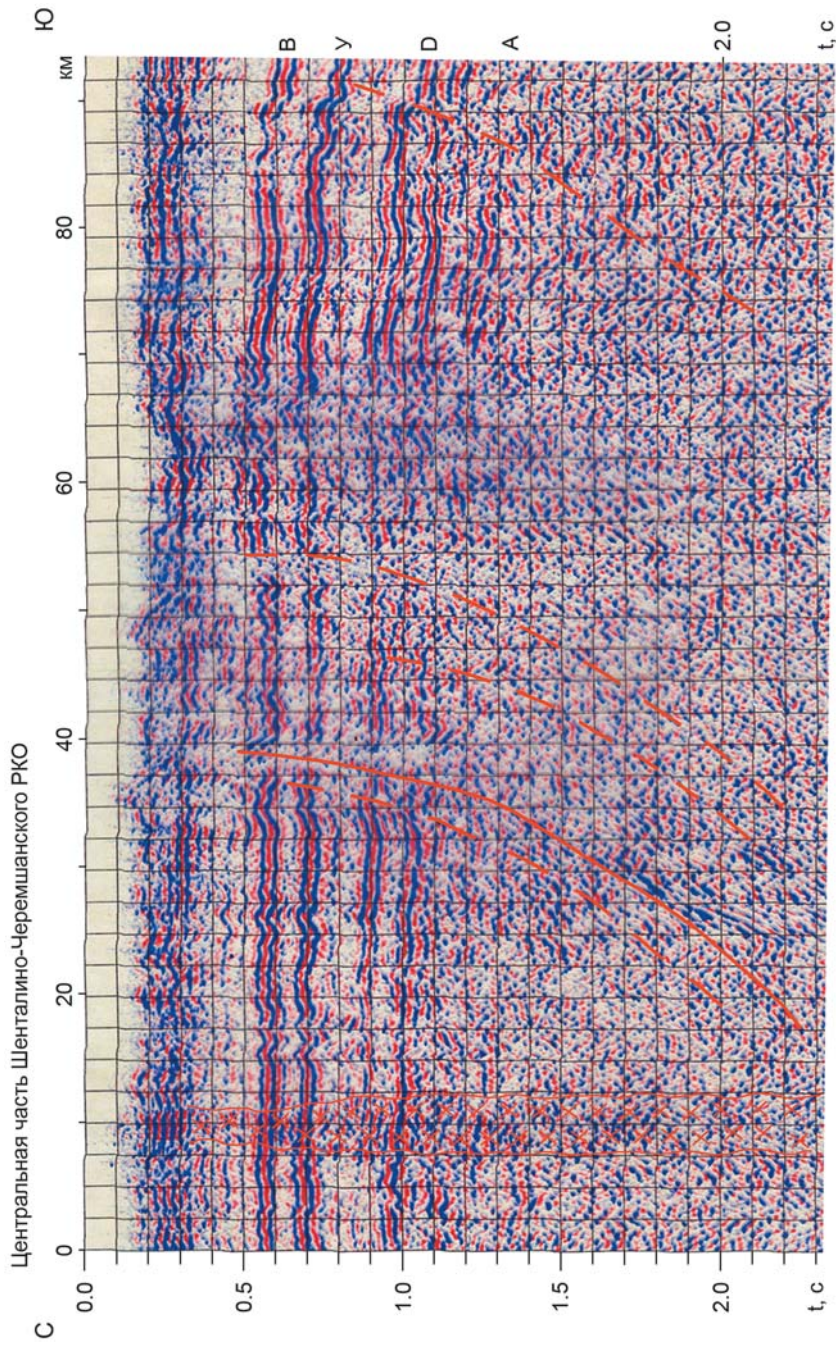
ние к этим фактам было отмечено наличие коррелируемости выделенных осей с разломами в нижней части осадочного чехла, однако о причинно-следственных связях выявленных эффектов с известной радиально-кольцевой структурой в этих работах не говорилось. А главное, на наш взгляд, заключается именно в этом. Действительно, региональный сейсмический профиль 1-Г проходит практически через центральную часть Шенталинско-Черемшанского радиально-кольцевого образования (РКО), а смена характера волнового поля, в первую очередь на временах, соответствующих кристаллическому фундаменту, происходит, когда профиль заходит на эту структуру (рис. 14). В интервале профиля 20–35 км появляются интенсивные наклонные оси; в осадочном чехле этим осям, как правило, соответствуют субвертикальные зоны трещиноватости, отображающие кольцевые нарушения в осадочном чехле.

Эти нарушения в отдельных случаях отмечаются в верхних структурных этажах в виде трещинно-разрывных и проницаемых зон, пронизывающих весь осадочный чехол, что нередко проявляется в процессе бурения скважин в виде провалов инструмента, уходов промывочной жидкости и др. Подобные явления, например, отмечены в скв. 3 Солдатской площади. О тектонической активности данной территории свидетельствует и кольцевой рисунок гидросети; кольцевую зональность имеет аномальное гравитационное и магнитное поле; также она вырисовывается в структуре пермских горизонтов.

В центральной части структуры (8–12 км профиля) наблюдается аномальная запись, которая может отображать сквозное антиклинальное поднятие, блок, шток или что-то подобное. К этому «штоку» на разных глубинных уровнях примыкают уже выположенные, отмечавшиеся выше и имеющие тектоническую природу наклонные границы.

Можно предположить, что эти кольцевые разломы представляют собой конические поверхности, прослеживающиеся на дневной поверхности с разными радиусами, а радиально-кольцевые образования – систему вложенных друг в друга таких конусов.

При анализе сейсморазведочных материалов следует отдавать себе отчет в том, что строение фундамента существенно трехмерное и результаты только профильных двумерных наблюдений, касающихся, в частности, наклонных отражателей, могут быть искажены. Тем не менее, несмотря на все эти искажения, данные регионального профиля 1-Г, позволяют сделать два важнейших вывода: во-первых, Шенталинско-Черемшанское РКО является крупнейшей, доминирующей геологической структурой в северной части Самарской области и на прилегающих территориях Татарстана и Ульяновской области; во-вторых, оно имеет ярко выраженную глубинную природу. Основываясь на этом, а также на установленной нами ранее радиально-кольцевой зональности в размещении нефтяных месторождений, с достаточной степенью уверенности можно предположить, что Шенталинско-Черемшанское РКО сыграло определяющую роль и в формировании месторождений углеводородов. В этой связи оно должно целенаправленно и планомерно изучаться.



**Рис. 14.** Строение верхней части земной коры в районе Шенталино-Черемшанского РКО. Региональный профиль 1. Самарская область. Красными линиями показаны прогнозируемые тектонические нарушения

Предварительный анализ данных геофизических методов, аэрокосмоснимков и другой информации по Волго-Уральской провинции показывает, что такие структуры далеко не единичны. Намечаются они по прогибам Камско-Кинельской системы, на юге Бузулукской впадины, а также в северных районах провинции. По нашему мнению, радиально-кольцевые образования как вероятные каналы глубинной дегазации недр [57] в ближайшие годы должны стать предметом самого пристального внимания. Дальнейшие исследования их роли в размещении и формировании нефтяных месторождений правильнее было бы проводить на примере Шенталинско-Черемшанской структуры, где уже проведено немало геолого-геофизических работ. Тем не менее для понимания глубинного строения этой крупной структуры, для выявления возможных ее связей с Ромашкинским месторождением-гигантом, а также интенсивной термоаномалией [89] целесообразно отработать несколько регионально-зональных профилей (рис. 11).

Таким образом, результаты проведенных исследований свидетельствуют, во-первых, о значительной роли радиально-кольцевых структур в размещении, а возможно, и в формировании нефтяных месторождений и, во-вторых, обосновывают новые направления поисков нефти в Ульяновской области и в западных районах Татарстана. Необходимо дальнейшее целенаправленное изучение строения и роли Шенталинско-Черемшанского радиально-кольцевого образования путем проведения региональных, а затем площадных сейсморазведочных работ с последующим бурением параметрических скважин.

В заключение хотелось бы отметить, что проведенные исследования позволили получить важную информацию о строении Усть-Черемшанского прогиба и его обрамления, но о его природе, первопричинах формирования данных пока недостаточно. Судя по намечающейся связи прогиба с имеющим глубинную природу Шенталино-Черемшанским радиально-кольцевым образованием, первопричина формирования прогиба также глубинная.

Имеющиеся результаты региональных работ позволяют также предположить, что на отдельных этапах развития прогиба большую роль сыграли тектонические напряжения, обусловившие возникновение дизъюнктивных нарушений, что, в частности, видно по восточному крылу Грозненской структуры (рис. 9) и по другим интервалам этого и других профилей. Однако протрассировать выявленные разрывы пока невозможно, нужны площадные сейсморазведочные работы. Вероятно, в результате предложенных нами целенаправленных исследований Шенталино-Черемшанского РКО, переобработки и анализа ранее выполненных региональных сейсморазведочных работ будет дан ответ на этот вопрос. Кроме того, целесообразно проанализировать и обобщить геолого-геофизические материалы по Камско-Кинельской системе в целом и, если не понять, то хотя бы приблизиться к пониманию природы ее формирования.

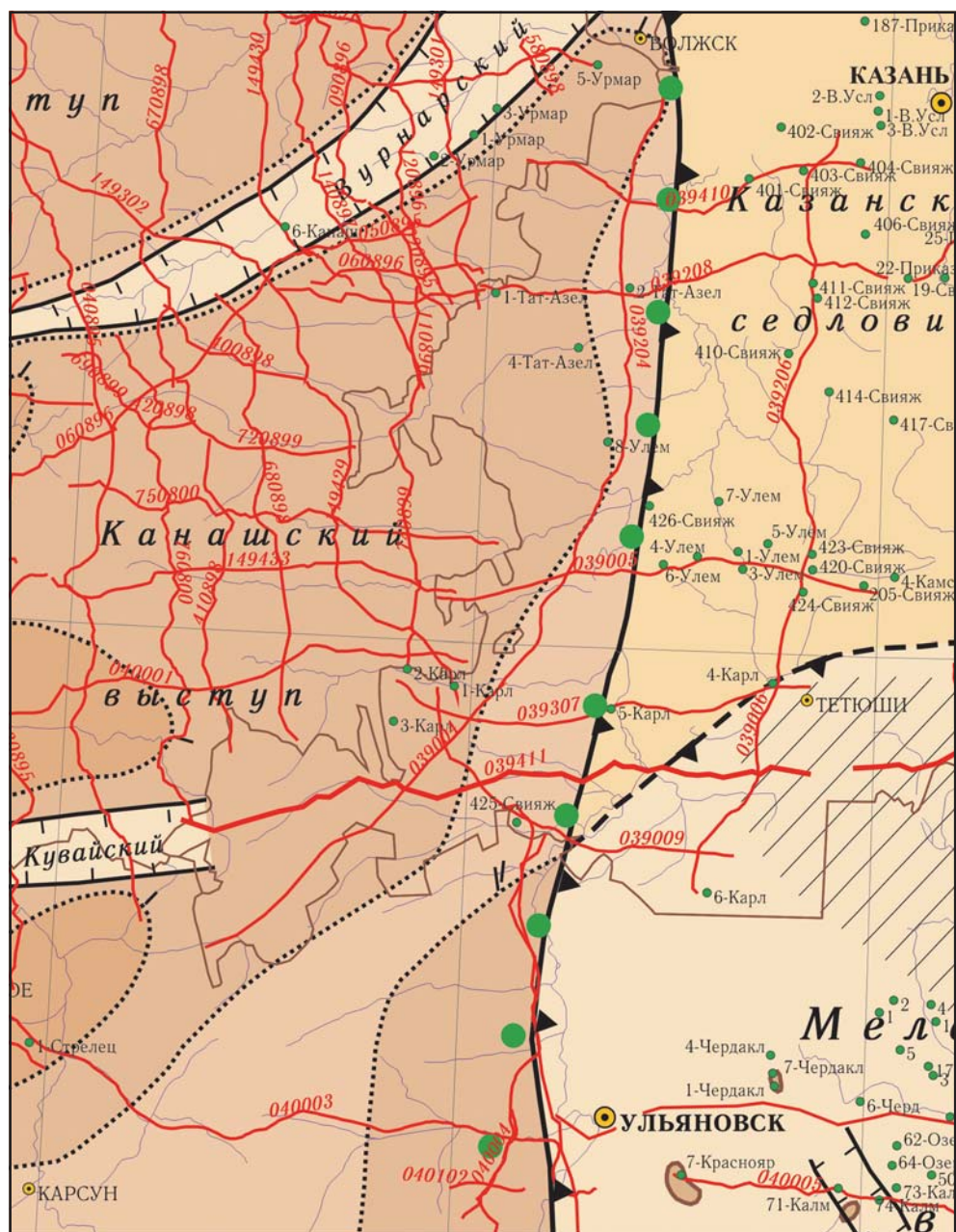
### 1.3.3. Изучение геологического строения и целесообразности постановки нефтепоисковых работ в западной части Волго-Камской антеклизы

В административном отношении эта территория включает в себя западную часть Республики Татарстан, Чувашскую Республику, Республику Марий Эл, юго-западную часть Кировской области и северо-западную часть Ульяновской области, а в тектоническом – западный борт Мелекесской впадины, восточный склон Токмовского свода, южное окончание Казанско-Кажимского прогиба и по существующим классификациям относится к малоперспективным землям или землям с невыясненными перспективами нефтеносности. Если границы и положение крупных тектонических элементов и до постановки региональных сейсморазведочных работ определялись здесь достаточно уверенно, то в отношении структур II порядка этого сказать было нельзя. В зависимости от принципов построения и использованных материалов разными авторами выделялись различные, иногда непоставимые элементы. Надежность сведений о локальных структурах как объектах для постановки поискового бурения была совсем невелика.

Поэтому главными задачами региональных сейсморазведочных работ, начатых в этом регионе в 1990 г. сначала в западной части Республики Татарстан (Правобережье Волги) и продолженных затем на территории Чувашии, Республики Марий Эл, Ульяновской и Кировской областей, являлись уточнение имеющихся и получение новых сведений о геологическом строении территории и решение на этой основе вопроса о целесообразности возобновления в западных районах Волжско-Камской антеклизы нефтепоисковых работ. Предпосылки для этого здесь имелись – это открытие месторождений и залежей нефти на восточном склоне Токмовского свода (Южно-Охотничье) и в пределах западного борта Усть-Черемшанского прогиба (Зимницкое, Колмаюрское, Чердаклинское и др.) в Ульяновской области, на западном продолжении Жигулевского вала в Пензенской и Ульяновской областях (Верхозимское, Комаровское, Барановское и др.), в пределах Казанско-Кажимского прогиба в Кировской области (Сырьянское), а также Сюкеевское месторождение битумов в Татарстане. Кроме того, в ряде скважин на этой территории были выявлены слабые нефтебитумопроявления [83, 92 и др.].

Для решения поставленных задач в Предволжье Республики Татарстан на площади порядка 8 тыс. км<sup>2</sup> в 1990–1994 гг. объединением «Татнефтегеофизика» было отработано семь региональных профилей общей протяженностью 647 пог. км (рис. 15). Кроме того, в ходе выполнения регионального этапа были отработаны несколько детализационных профилей на Бурнашевском, Карабахском и Карлинском объектах. Профили прокладывались с учетом пробуренных к тому времени глубоких скважин, а также результатов мобильных геофизических методов и АКГИ. В результате вся территория была покрыта довольно равномерной сетью, позволявшей решать поставленные задачи.





**Рис. 15.** Схема изученности западной части Республики Татарстан и сопредельных территорий региональными сейсморазведочными работами (фрагмент карты изученности Волго-Уральской НГП, рис. 1)

Важным геологическим результатом проведенных здесь региональных (а затем и площадных) сейсморазведочных работ являлся вывод о том, что на



территорию южной части Предволжья Республики Татарстан в виде довольно широкого залива вдается внутренняя бортовая зона Усть-Черемшанского прогиба, называемая некоторыми геологами Буинским прогибом. Характерной чертой этой зоны является развитие здесь значительной по мощности толщи терригенных пород турнейского яруса (174 м в скв. 4 Карлинской площади).

Одним из принципиальных геологических результатов, полученных на крайнем западе республики и расширяющих перспективы этого района, было открытие электроразведкой ЗСБЗ на границе с Чувашской Республикой неизвестного ранее Предволжского прогиба, являющегося, как тогда предполагалось, одним из элементов Камско-Кинельской системы. Региональным профилем Т-5 было подтверждено существование этого прогиба, но его связь с другими прогибами ККС не установлена.

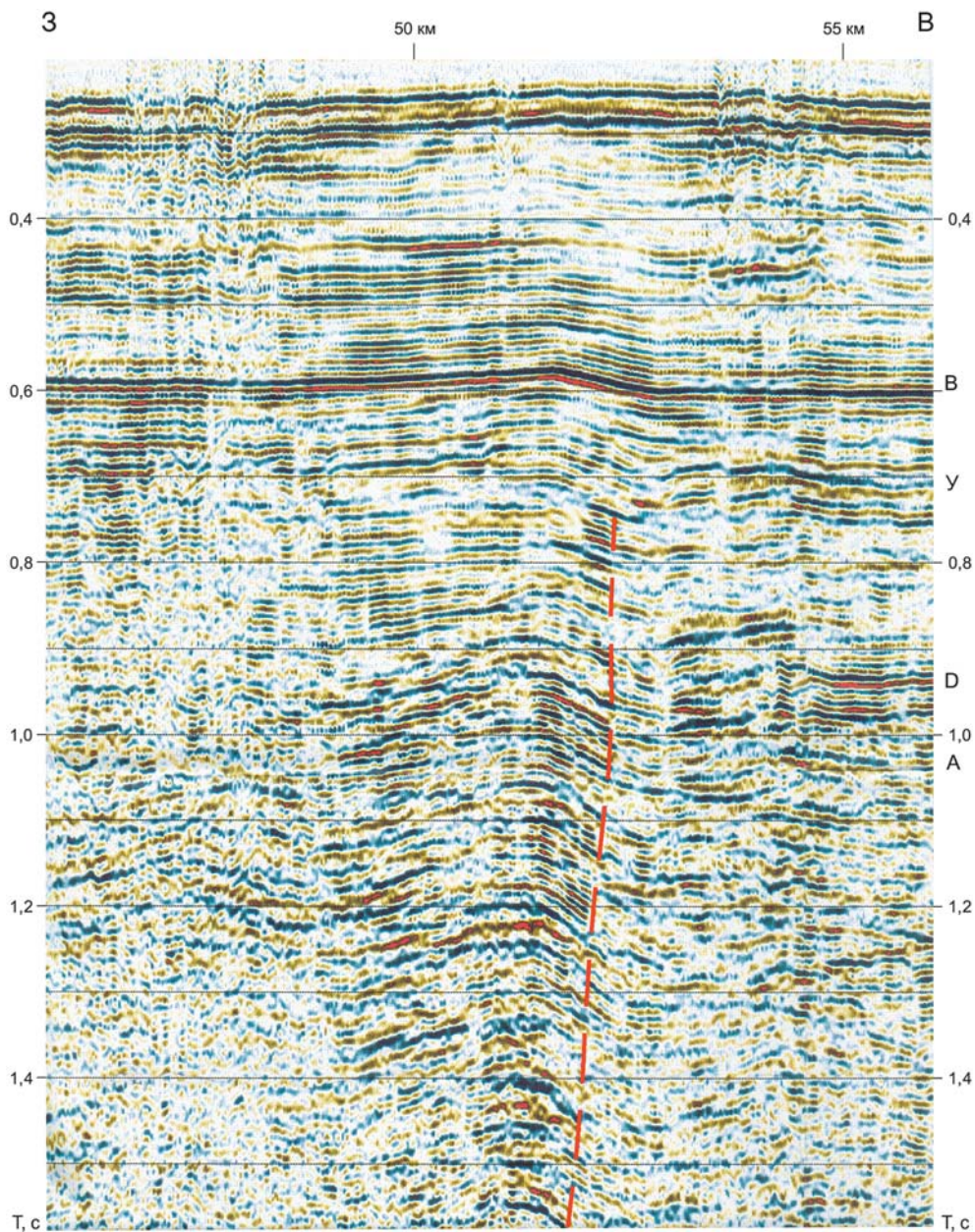
Первые же результаты региональных работ, проведенных в 1990 г. в западной части Татарстана, показали, что ни одна из ранее пробуренных скважин не вскрывает какого-либо видимого на временных разрезах перспективного объекта. Более того, все они пробурены на ровном месте или прогибовых зонах (рис. 5).

Объектов, которые могли бы представлять нефтепоисковый интерес, только по результатам региональных работ было выявлено немалое количество, что вместе с новой геологической информацией послужило обоснованием для проектирования и постановки площадной сейсморазведки.

Так, в южной части Предволжья Татарстана, в непосредственной близости с Ульяновской областью региональным профилем Т-9 было выявлено Коронное поднятие (рис. 16). В тектоническом плане по кристаллическому фундаменту оно относится к западному борту Мелекесской впадины, по палеозою – к внешней бортовой зоне Усть-Черемшанского прогиба. Последующими поисковыми работами это поднятие было подготовлено к глубокому бурению. По отражающему горизонту «Д» (кровля терригенного девона) по оконтуривающей изогипсе – 1760 м оно имеет размеры 2,5×4 км, амплитуду 25–30 м и ограничено тектоническими нарушениями. Восточное из них на временных разрезах проявляется наиболее четко и проникает в осадочный чехол до терригенных отложений нижнего карбона, где прогнозируется увеличение их мощности (рис. 16). По отражающим горизонтам нижнего (У) и среднего (В) карбона размеры и амплитуда поднятия уменьшаются; также наблюдается четкое смещение свода в восточном направлении вверх по разрезу. Интересным фактом, который следует учесть при проектировании глубокой скважины, является наличие мощных отражателей ниже поверхности фундамента.

В непосредственной близости от описываемого поднятия, в той же структурно-тектонической зоне выявлено и подготовлено к бурению еще три перспективных объекта (Островной, Корабельный, Межевой), но первоочередным из них несомненно является Коронный.

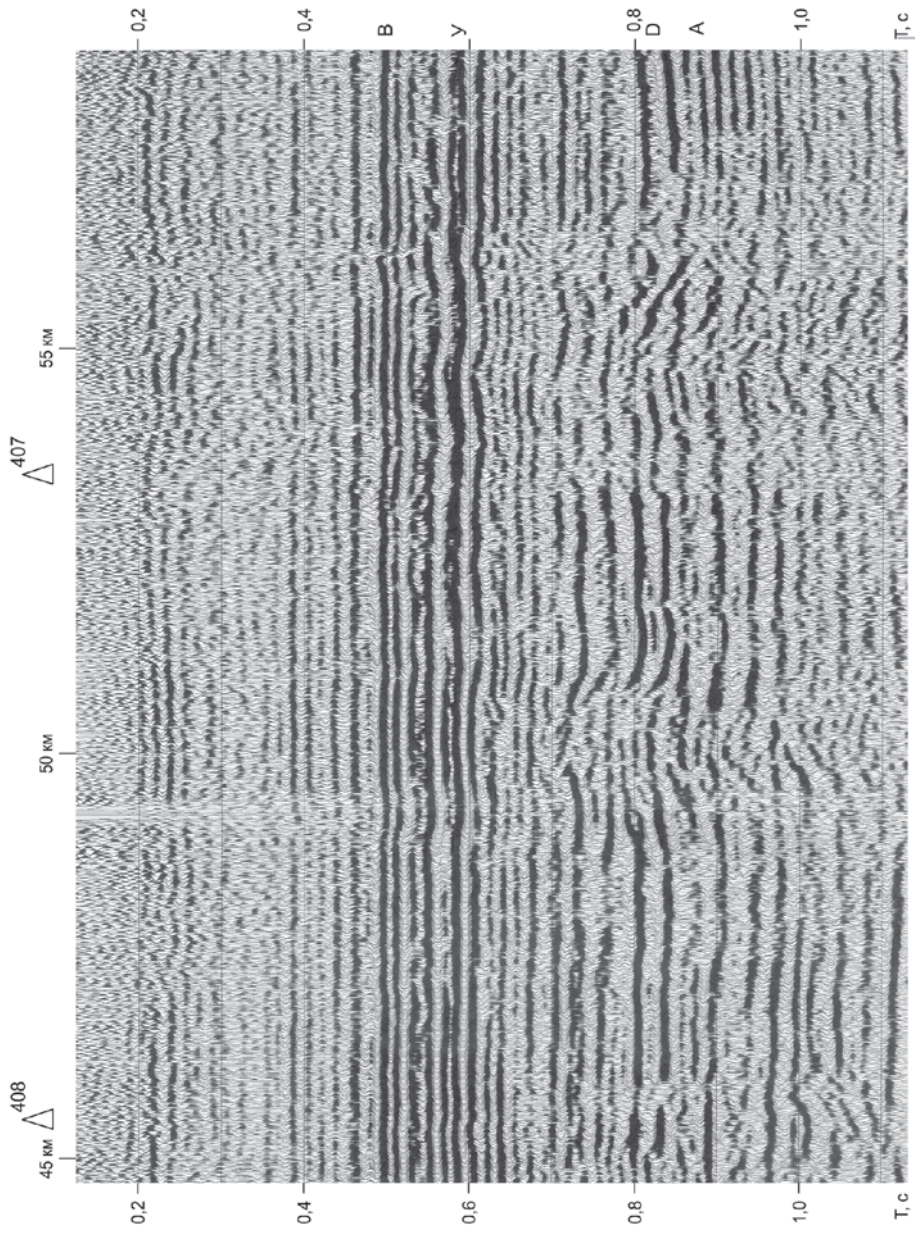
Карабахское поднятие, расположенное в северной части Предволжья РТ, а в тектоническом плане – в южной части Казанско-Кажимского прогиба,



**Рис. 16.** Региональный профиль Т 9 (фрагмент). В интервале 49–52,5 км чётко выделяется Коронное поднятие

было выявлено региональным профилем Т-8 (рис. 17, интервал 48,7–51 км). Оно находится между (!) скважинами 407 и 408, пробуренными соответственно на Маматкозинском и Макуловском нижнепермских поднятиях, и выражено по отражающим горизонтам А, Д, Ду (кровля услонской свиты).





**Рис. 17.** Карабахское поднятие (49,5–51 км). Региональный профиль Т 8 (фрагмент)

По горизонту У оно проявляется еле заметным антиклинальным перегибом. По мнению одних исследователей, поднятие имеет тектоно-седиментационную природу, по мнению других – тектоническую и представляет собой горст, ограниченный двумя взбросами. Как бы там ни было, тектоническая составляющая здесь очевидна, объект очень интересен и подтвержден последующими детализационными работами, в результате которых в своде поднятия было рекомендовано бурение поисковой скважины. По данным углеводородной съемки, краевым частям поднятия соответствуют высокие значения содержания гомологов метана, включая С2-С4 и С5-С6 [77], что позволило отнести его к наиболее перспективному в этом районе.

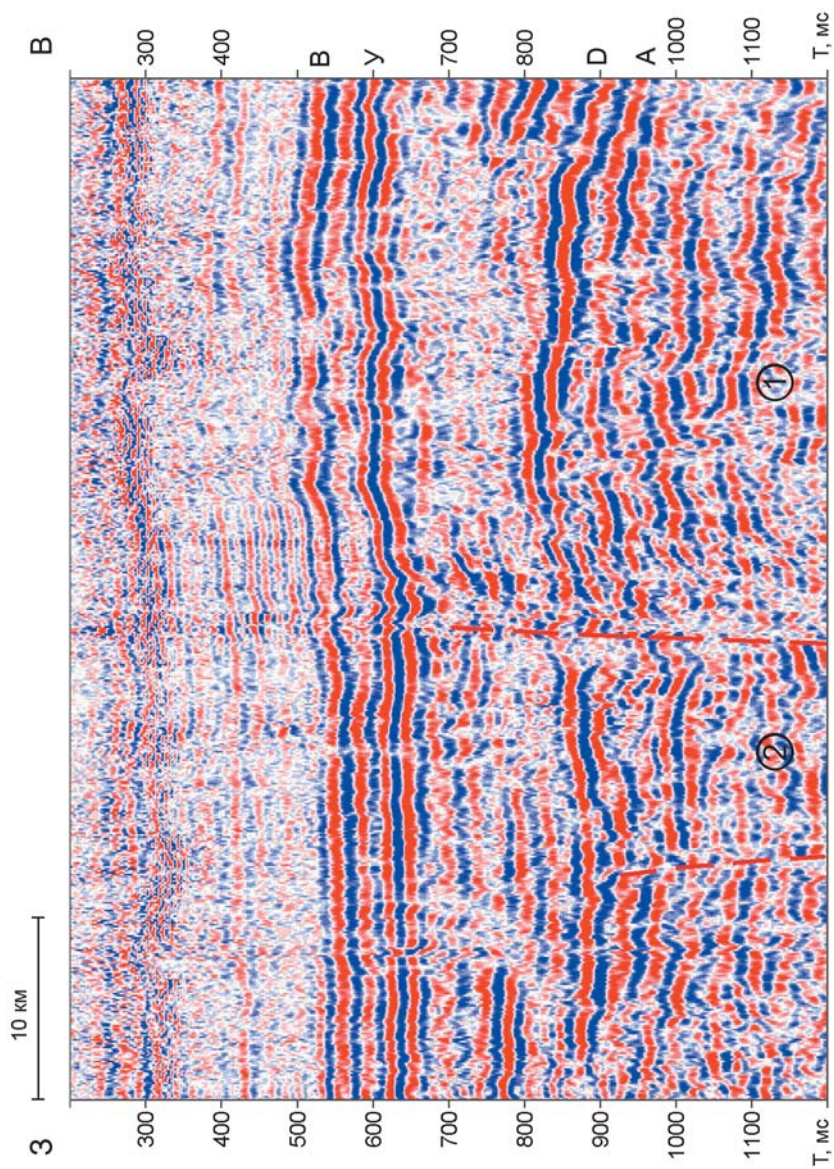
Полученные на западе Татарстана результаты были достаточно яркими и впечатляющими. Они послужили обоснованием для постановки на этих территориях площадной сейсморазведки, а также проведения региональных работ в Чувашской Республике, Республике Марий Эл и на сопредельных площадях Ульяновской и Кировской областей [83]. Такой подход позволял надеяться на быстрое решение проблемы изучения перспектив нефтегазности западных районов Волжско-Камской антеклизы.

К началу 1990-х годов территории этих республик характеризовались крайне слабой геолого-геофизической изученностью. Так, в Чувашии было пробурено всего 12 глубоких скважин, в Марий Эл – 11, сейсморазведочные работы в современных модификациях не проводились. Основные структурные элементы были выделены в основном по материалам грави- и магнитометрических съемок с привлечением данных по единичным глубоким скважинам, а также структурного бурения и электроразведки. Базируясь на анализе результатов выполненных исследований и принимая во внимание наличие коллекторов, покрышек и слабых нефтебитумопроявлений, нами было рекомендовано [83] возобновить нефтепоисковые работы на новом технико-методическом уровне на территории Чувашской Республики и смежных областей. Основой нового этапа стали сейсморазведочные работы МОГТ на региональных профилях.

Предварительно на территории этих республик и областей было намечено 12 региональных профилей общим объемом около 1500 пог. км. Основными принципами проектирования этих профилей являлись: наращивание результатов, полученных в Западной Татарии, пересечение основных структурных элементов осадочного чехла и фундамента с уточнением положения профилей по данным потенциальных геофизических полей и аэрокосмогеологических исследований, обязательное прохождение через глубокие скважины.

Реализация программы региональных геофизических работ на территории Чувашской Республики началась в 1993 г. объединением «Татнефтегеофизика», а затем продолжилась Костромской геофизической экспедицией и предприятием «Спецгеофизика». Естественно, с течением времени, с получением новых фактических материалов программа корректировалась. К настоящему времени здесь на площади 18 тыс. км<sup>2</sup> отработано уже более





**Рис. 18.** Чувашская Республика. Региональный профиль 149302 (фрагмент): 1 – Турмышский выступ, 2 – Вурнарский грабен



3 тыс. пог. км сейсмических профилей. Сейчас, при столь высокой изученности территории региональными работами трудно ожидать получения существенно новой геологической информации, но первые профили были довольно интересными и давали новую геологическую информацию. Так, профилями ПО «Татнефтегеофизика» 149301 и 149302 (последний является западным продолжением регионального профиля Т-8 на территории Татарстана) было подтверждено наличие Турмышского (северной части Канашского) выступа, изучено его строение (рис. 18). Было показано, что он заслуживает внимания при дальнейших нефтепоисковых работах [73]. На этом же профиле четко выделяется Вурнарский грабен.

На территории Республики Марий Эл и Кировской области в последующие годы проведен значительный объем региональных геофизических работ, одним из основных результатов которых стало получение информации о строении Казанско-Кажимского прогиба. Это, в свою очередь, способствовало проведению обоснованного лицензирования недр, целенаправленному проектированию площадной сейсморазведки и открытию компанией «Санкт-Петербург» Проворовского нефтяного месторождения (Кировская область, бывшая Сырьянская структура), а компанией «Марий Ойл» – получению притока нефти в скв. Илеть-1 (Республика Марий Эл) [18]. В то же время, объективности ради, следует сказать, что полученные в те годы сейсморазведочные материалы в пределах Казанско-Кажимского прогиба были малоинформативными по нижним горизонтам осадочного чехла, что, вероятно, отчасти связано с геологическими причинами, так как за пределами прогиба эти горизонты, как правило, прослеживались вполне уверенно. Тем не менее простор для творчества, для повышения информативности региональной сейсморазведки здесь несомненно есть.

#### **1.4. Изучение верхней части кристаллического фундамента**

Одной из задач региональных сейсморазведочных работ конца 1980-х – начала 1990-х годов, как уже говорилось в разд. 1.2.1, являлось изучение внутреннего строения кристаллического фундамента. Работы эти выполнялись в значительной мере в интересах нефтедобывающего объединения «Татнефть», поэтому основная их цель была нефтепоисковой, а именно: прогнозирование в докембрийских толщах разуплотненных зон как возможных высокоемких коллекторов углеводородов на технически доступных глубинах.

Сейчас трудно судить о том, как и почему геологической службой этого крупного объединения, руководимой в те годы Р.Х. Муслимовым, была поставлена задача по поискам нефти в фундаменте. Вероятно, на принятие этого решения повлияли и работы основоположников неорганического происхождения нефти В.Б. Порфирьева, Н.А. Кудрявцева, П.Н. Кропоткина, В.А. Краюшкина и другие публикации по Волго-Уральской НГП [21, 23, 36, 92, 93 и др.], в которых приводились данные о нефтепроявлениях в верхней

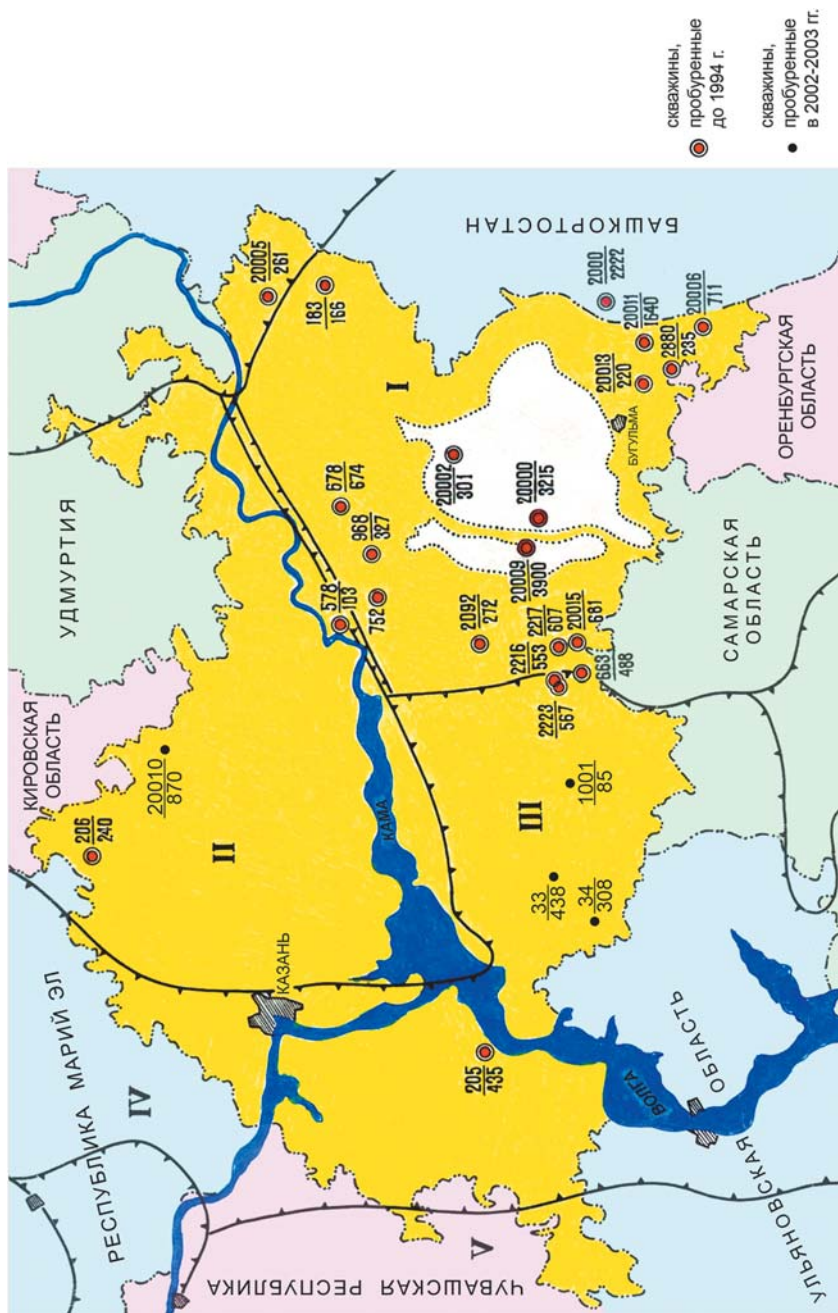
части фундамента и предлагалось рассматривать его как потенциально перспективный объект. Но факт остается фактом: предприятие, добывающее тогда более 100 млн т нефти в год, не успокоилось на достигнутом и взялось за решение проблемы нефтегазоносности фундамента – этой сложнейшей задачи будущего. Была разработана «Программа изучения глубинных недр Татарии» [52], которая реализовывалась путем бурения параметрических и сверхглубоких скважин, ориентированных на обнаружение проницаемых зон-коллекторов на больших глубинах (рис. 19).

В результате были получены новые для востока Русской плиты данные о строении, составе, возрасте древнейших архейских и нижнепротерозойских образований, выявлена битуминозность пород фундамента и зоны коллекторов, из которых получены притоки высокоминерализованных, насыщенных газами, в том числе углеводородными, вод и тем самым разрушено устоявшееся в те годы представление о фундаменте как о монолитном основании. Однако интенсивные притоки пластового флюида были получены лишь в двух скважинах (20000-Миннибаевской и 2092-Черемшанской), что свидетельствовало о несовершенстве применяемой в прошлые годы и базирующейся в значительной мере на данных грави- и магниторазведки методики обоснования местоположения и глубины проектируемых скважин. На этом собственно и основывалась необходимость нового подхода – оценки возможности прогнозирования разуплотненных зон сейсморазведкой МОГТ, и вытекали требования к методике полевых работ (раздел 1.2.2) и обработке данных.

Нерешенными к тому времени и во многом неясными были вопросы интерпретации получаемых материалов. Поэтому рассмотрим необходимые для их понимания данные о петрографическом составе пород фундамента, результаты изучения его сейсмоакустических и отражающих свойств, а также результаты экспериментальных сейсморазведочных работ по профилям, проходящим через наиболее глубокие скважины.

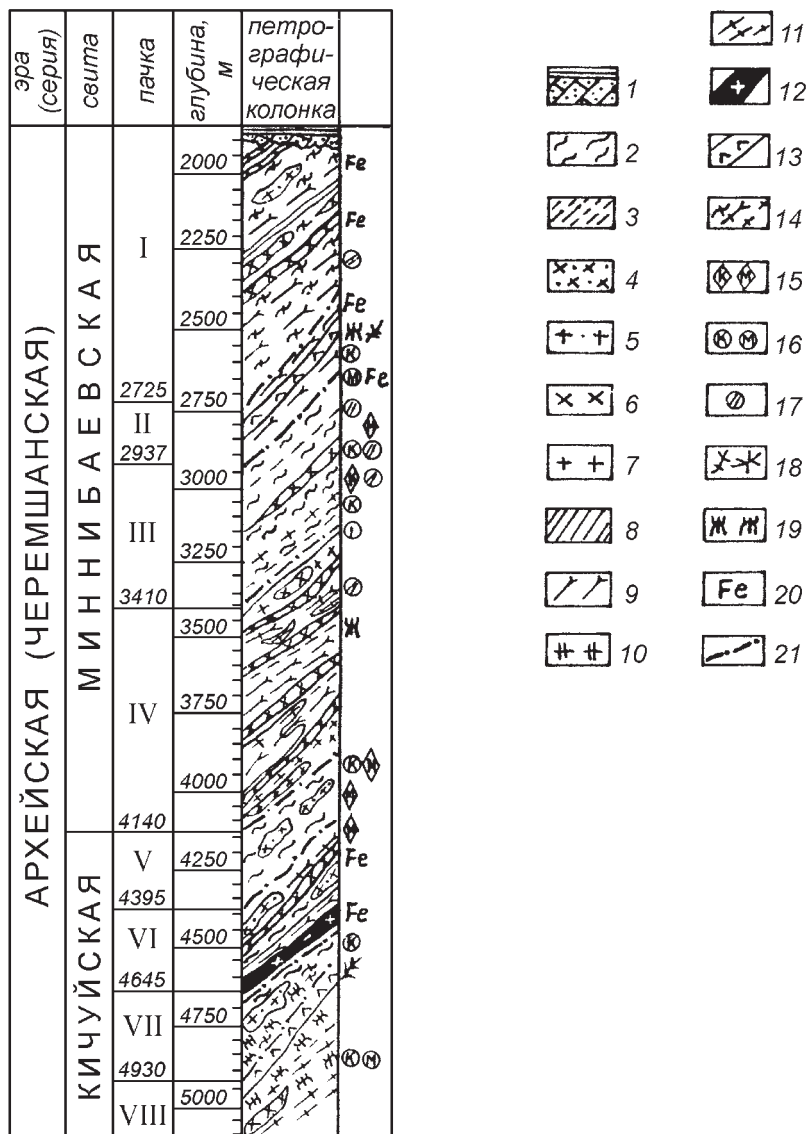
#### **1.4.1. Петрографический состав и геологическое строение фундамента в разрезах сверхглубоких и некоторых параметрических скважин**

Первая скважина со значительным вскрытием пород докембрийского фундамента (2000-Туймазинская) была пробурена до глубины 4042 м в западной части Республики Башкортостан (рис. 19). В результате были изучены строение фундамента, его сейсмоакустическая характеристика и, что очень важно, уже тогда были выявлены углеводороды [30]. Дальнейшее развитие это направление получило в Татарстане, где в начале 1970-х годов была забурена сверхглубокая Миннибаевская скв. 20000 с проектной глубиной 7000 м. В течение последующих двух десятилетий на территории этой республики пробурено более 20 скважин, вскрывших породы фундамента на значительную глубину, в том числе Новоелховская сверхглубокая скважина. Приведем по опубликованным данным основные сведения о пет-



**Рис. 19.** Схема расположения скважин, вскрывших докембрийский фундамент на значительную глубину. Республика Татарстан и сопредельные территории.

В числителе – номер скважины, в знаменателе – вскрытая мощность фундамента



**Рис. 20.** Геолого-петрографический разрез докембрия в параметрической Миннибаевской скв. 20000 (по Б.С. Ситдикову, 1980)

1 – среднедевонский осадочный комплекс; 2 – глиноземистые (гранат-силлиманит-кордиерит-биотитовые, биотит-гранатовые плаггиогнейсы и кристаллические сланцы; 3 – биотитовые плаггиогнейсы; 4 – плаггиограниты с пироп-альмадиновым гранатом; 5 – микро-пертитовые гранитоиды с гранатом и кордиеритом; 6 – плаггиограниты; 7 – микроклиновые гранитоиды, в том числе пегматоидные; 8 – двупироксеновые основные кристаллические сланцы, амфиболиты, пироксениты и т.п.; 9 – гиперстенсодержащие плаггиогнейсы и кристаллические сланцы, включая и гранатсодержащие; 10 – чарнокитоиды; 11 – гранито-гнейсы; 12 – феррогиперстен-гранатовые и биотит-гранатовые плаггиогнейсы и магнетит-пироксеновые железистые породы, гранитизированные; 13 – дайки диабазов; 14 – мигматиты различных (см. 2, 3 и 9) гнейсов; 15 – бласто-катаклазиты и бластомилониты; 16 – катаклаз и милонитизация; 17 – глиноподобные образования (“тектонические глины”); 18 – интенсивная трещиноватость; 19 – диафториты (альбиты, пирит-кварц-хлоритовые, биотит-булингит-уралитовые породы и др.); 20 – повышенное содержание магнетита в различных породах пачек I–VIII в разрезе черемшанской серии; 21 – границы выделенных пачек

рографическом составе и строении фундамента по наиболее глубоким и интересным скважинам. Эти вопросы изучались и изучаются многими учеными и производственниками. Естественно, наибольшее внимание при этом уделялось сверхглубоким скважинам 20000 и 20009. В районе этих скважин докембрийский фундамент залегает под среднедевонскими отложениями, представленными переслаиванием аргиллитов, алевролитов, с прослоями песчаников, в нижней части разреза косослоистых, кварцитоподобных.

По петрографическим и генетическим особенностям в разрезе докембрия Б.С. Ситдиковым [56] выделены следующие типы кристаллических пород:

- регионально-метаморфические;
- ультраметаморфические;
- локально-метаморфические (включая катаклазиты и низкотемпературные метасоматиты);
- не подвергавшиеся региональному метаморфизму магматические.

Метаморфические породы первого типа представлены главным образом метапилитами и метавулканитами, а также классом редких железистых пород, впервые обнаруженных в скв. 20000. Метапилиты (продукты метаморфизма граувакков, глинистых и глинисто-песчаных отложений) составляют подавляющую часть разреза скв. 20000 в виде тонкопереслаивающейся толщи высокоглинистых гранат-силлиманит-кордиерит-биотитовых и гранат-биотит-плагиоклазовых гнейсов и кристаллических сланцев. Метавулканиды (метаморфизованные основные, средние и, возможно, кислые излившиеся породы, туфы, пеплы, мергелистые осадки) – это прежде всего калийсодержащие (амфибол)-двупироксен-плагиоклазовые гнейсы и бескварцевые двупироксен-плагиоклазовые основные кристаллические сланцы, а также амфиболиты и редкие роговообманково-биотитовые плагиогнейсы, залегающие среди метапилитов в виде маломощных тел или пластов (мощностью от нескольких десятков сантиметров до нескольких метров).

В результате ультраметаморфизма (второй тип пород) образовались в большом количестве мигматиты по различным гнейсам; возникли согласно полосчатости аплит-пегматоидные и гранитоидные жилы и гранитогнейсы. Кроме того, по основным метаморфитам образовались эндербиты и другие чарнокитоиды.

Проявления локального метаморфизма выражены в наложенной (диафторической) гидротермальной минерализации, метасоматической хлоритизации, пиритизации, в проявлении сфалерит-баритовых тонких прожилков. В интенсивно трещиноватых зонах отмечены «тектонические глины», образовавшиеся, как предполагает Б.С. Ситдиков, вследствие циркуляции термальных растворов и разложения первичных материалов. Неоднократные тектонические напряжения приводили к возникновению в глубинных зонах бластокатаклазитов и бластомилонитов, повторного рассланцевания и кливажа течения, в менее глубоких зонах – катаклазитов, милонитов. Пострифейские тектонические движения отразились в сильной трещиноватости и интенсивном дроблении пород.



В разрезе *Миннибаевской сверхглубокой скв. 20000* докембрийский фундамент вскрыт на глубине 1884 м. По литологическим особенностям в его разрезе выделено восемь крупных ритмично-слоистых пачек (сверху вниз, рис. 20) [56]<sup>2</sup>.

Пачка I, интервал глубин 1884–2725 м. Наблюдаются тонкое чередование сильномигматизированных высокоглиноземистых плагиогнейсов и кристаллических сланцев; падение полосчатости, совпадающей со сланцеватостью и, вероятно, как предполагает Б.С. Ситдилов, со слоистостью, изменяется от 25 до 60° и обычно составляет 45–50° к оси вращения керна.

Пачка II (2725–2937 м) представлена гиперстеновыми плагиогнейсами, их мигматитами и возникшими по ним гранитогнейсами; в верхней части – единичные прослои роговообманковых гнейсов и двупироксеновых основных кристаллических сланцев. Породы сильно катаклазированы, в интервале 2780–2850 м прорваны дайкой рифейских диабазов. Падение наложенной сланцеватости и милонитизации крутое (около 20–30° к оси вращения крена) и, возможно, соответствует падению дайки, внедрившейся по дизъюнктивному нарушению.

Пачка III (2937–3410 м) – сильно гранитизированные глиноземистые гнейсы, содержащие частые прослои гиперстен-плагиоклазовых кристаллических сланцев и редкие – основных. Полосчатость пород расположена под углом около 45° и лишь на глубине 3300 м выполаживается до 60–65° к оси керна. Но падение повторной сланцеватости часто сечет первичную и изменяется от субвертикального до субгоризонтального, что указывает на наложенное смятие породы. Это подтверждается наличием в верхней части пачки бластомилонитов и катаклизитов, а также зеркал скольжения, в нижней – глиноподобных образований.

Пачка IV (3410–4140 м) – гиперстеновые плагиогнейсы, сильно гранитизированные и чарноки-тизированные, отмечены тонкие прослои глиноземистых гнейсов, метабазитов и ультрабазитов. Очень часты катаклиз и милонитизация. В средней и нижней частях пачки обнаружены глиноподобные образования. Падение полосчатости преимущественно 30° к оси вращения керна.

Пачка V (4140–4395 м) – глиноземистые гнейсы с редкими прослоями гиперстеновых и основных кристаллических сланцев. Все породы интенсивно гранитизированы и мигматизированы, затем подверглись сильному катаклазу, вследствие чего многие интервалы превратились в «очковые» бластокатаклизиты и бластомилониты.

Пачка VI (4395–4645 м) – чередование гиперстен-гранатовых и биотит-гиперстеновых плагиогнейсов, а также магнетит-гранат-гиперстеновых и магнетит-пироксеновых пород, все они гранитизированы, мигматизированы, в нижней части (4610–4635 м) диафорированы. Литологически названные породы близки к эулизитам. Падение полосчатости 30–45° к оси керна.

<sup>2</sup> Описание разреза скважины приводится по данным Б.С. Ситдилова. Границы пачек, как отмечалось тем же автором, определены коллективно на геологическом совещании 26–28 октября 1976 г.

Пачка VII (4645–4930 м) – преимущественно глиноземистые гнейсы с прослоями гиперстеновых гнейсов и линзами плагиогранитов, участками брекчированные.

Пачка VIII (4930–5099 м, т.е. до забоя) – (гранат)-гиперстеновые и биотитовые плагиогнейсы и мигматиты, интенсивно катаклазированные и измененные гидротермальными процессами. В кровле пачки (в интервале глубин 4930–4972 м) выделена дайка кварцевых диабазов рифейского возраста. Оба контакта дайки сильно трещиноваты, вблизи верхнего контакта отмечены глиноподобные образования, а под лежащим контактом развиты метасоматиты. Нижняя граница пачки скважиной не вскрыта.

В разрезе докембрия Миннибаевской скважины Б.С. Ситдиковым выделено два крупных ритма, различающихся по литолого-петрографическим особенностям. Первый из них, включающий в себя верхние четыре пачки, по мнению того же автора, соответствует стратиграфической единице в объеме свиты, названной им миннибаевской. Нижний ритм, объединяющий пачки V–VII, назван Б.С. Ситдиковым кичуйской свитой. Однако эта точка зрения не единственная, стратиграфическая интерпретация ритмов до настоящего времени является предметом дискуссии. Так, в работах [20, 48 и др.] высокоглиноземистые и мафитовые толщи отвечают соответственно большечеремшанской и отрадненской сериям архея, а неоднократное чередование разновозрастных пачек пород, по мнению тех же исследователей, отражает линейно-складчатое, чешуйчато-надвиговое строение фундамента региона.

**Новоелховская сверхглубокая скв. 20009** вскрыла кристаллический фундамент на глубине 1803 м и достигла забоя 5881 м. Исследованный разрез, как отмечают Р.Р. Хасанов, В.Г. Изотов и др. [49], сходен с разрезом скв. 20000 ритмичностью и чередованием мафитовых и высокоглиноземистых толщ, наличием прослоев высокожелезистых магнетит-пироксен-гранатовых почти бесполовошпатовых пород, приуроченных в большей степени к участкам смены различных вещественных комплексов. Как в той, так и в другой скважине на близких глубинах Р.А. Хайдаровым с соавторами отмечаются зоны милонитизации и низкотемпературного диафтореза [49] (на этот факт следует обратить внимание, так как он окажется чрезвычайно важным при анализе данных сейсморазведки, объяснении природы регистрируемых отраженных волн, истолковании причин расслоенности земной коры, наблюдаемой на сейсмических временных разрезах).

Вместе с тем в строении разрезов этих скважин имеются и некоторые различия. Так, по мнению Р.А. Хайдарова и др. [49], в скв. 20009 более отчетливо проявляется ритмическая смена различных в вещественном отношении толщ метаморфических пород, реже встречаются дайки диабазов.

Вскрытый скв. 20009 разрез кристаллического фундамента в интервале 1803–5000 м большинством исследователей подразделен на пять пачек. Сближению позиций разных научных школ, коллектива ученых, увязке границ пачек способствовало совещание, проведенное геологической службой объединения «Татнефть» в Альметьевске 27–28 ноября 1990 г.

В качестве примера приведем описание разреза скв. 20009 и его подразделение на толщи, выполненное Н.Е. Галдиным совместно со специалистами объединения «Татнефть» и Альметьевского управления геофизических работ ПО «Татнефтегеофизика» [29] на основе комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов (петрографическая колонка приведена на рис. 21).

Толща I (1803–2026 м) – гранат-биотит-плагиоклазовые, силлиманит-гранат-биотит-плагиоклазовые гнейсы и сланцы с включением плагиомикроклиновых гранитов.

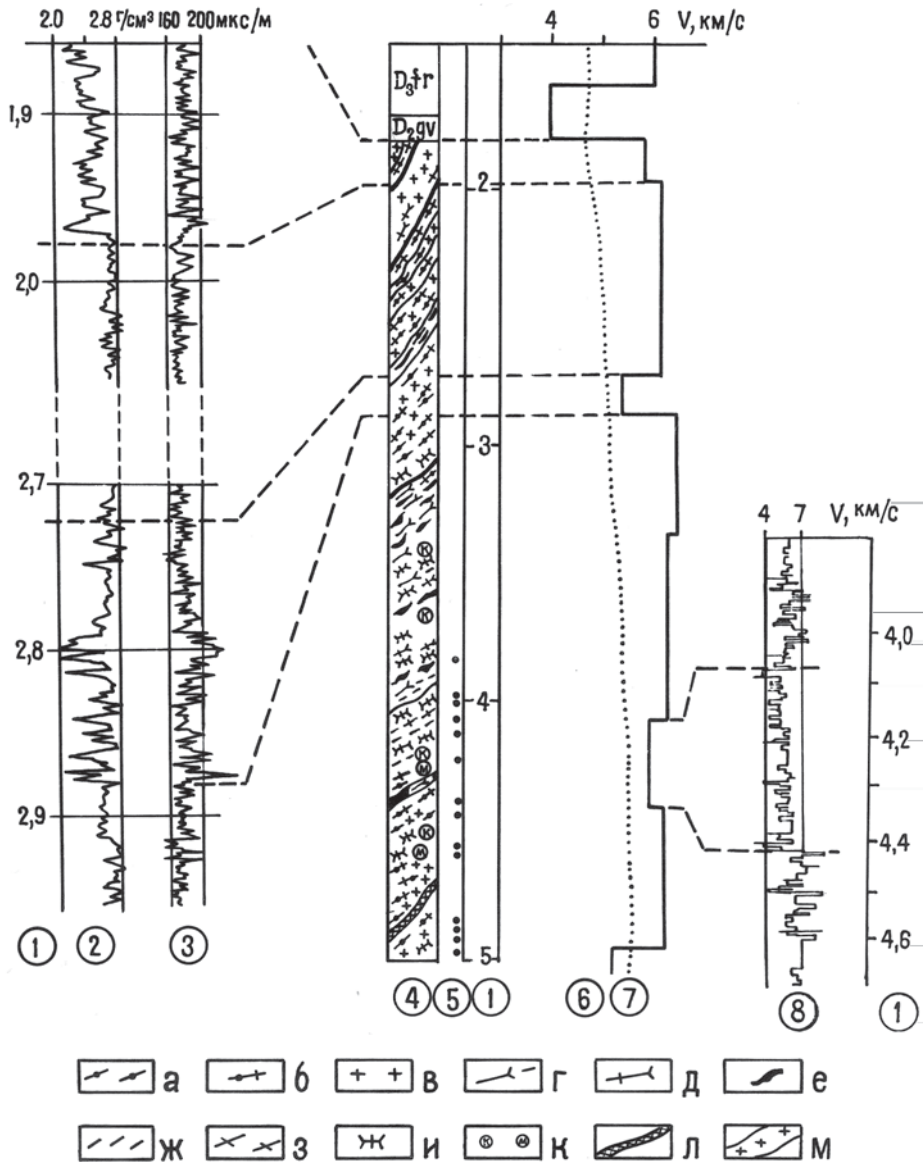
Толща II (2026–2330 м) – частично мигматизированные биотит-пироксен-плагиоклазовые, силлиманит-гранат-биотит-плагиоклазовые гнейсы с телами гранитов; активно проявлены процессы катаклаза, деформации и диафтореза (микроклинизация, хлоритизация, окварцевание и др.).

Толща III (2330–3183 м) – силлиманит-гранат-биотит-плагиоклазовые, силлиманит-кордиерит-гранат-биотит-плагиоклазовые, гранат-биотит-плагиоклазовые гнейсы и кристаллосланцы, частично или полностью мигматизированные, частично микроклинизированные, хлоритизированные, милонитизированные с включениями гранатов, пегматитов и железистых пород. В интервале 2782–3108 м отмечаются интенсивные проявления деформации и диафтореза.

Толща IV (3183–4428 м) – биотит-амфибол-пироксен-плагиоклазовые, биотит-пироксен-плагиоклазовые гнейсы и кристаллосланцы, частично мигматизированные, с телами и включениями гранитов и пегматитов, с интенсивными проявлениями катаклаза, трещиноватости, диафтореза в интервалах 3218–3255, 3318–3417, 3978–4036, 4283–4349 м.

Толща V (4426–5000 м) – гранат-биотит-плагиоклазовые и высокоглиноземистые силлиманит-кордиерит-гранат-биотитовые гнейсы и сланцы, частично мигматизированные с телами гранитов и с дайкой перидотита (4610–4643 м). Породы отличаются высокой степенью деформации и вторичных изменений.

Следующей по глубине вскрытия докембрийского фундамента является Бавлинская скв. 20011 (рис. 19). В связи с тем, что зоны коллекторов в этой скважине при бурении и последующих исследованиях не были выявлены, на строении разреза останавливаться не будем (петрографическая характеристика приведена В.Г. Изотовым в работе [19]). Отметим также, что другими, менее глубокими, скважинами вскрывались обычно довольно однородные в петрографическом отношении толщи. И хотя в некоторых из них отмечались явления катаклаза и милонитизации, по данным ГИС прогнозировались зоны разуплотнения, представительных притоков пластовой жидкости не было получено, за исключением Черемшанской скв. 2092. Поэтому приведем основные сведения о составе пород по этой скважине, а также по Уратьминской скв. 966, которая, как будет показано ниже, подтвердила прогнозируемую сейсморазведкой зону коллекторов.



**Рис. 21.** Скорости распространения продольных волн в разрезе кристаллического фундамента. Новоелховская сверхглубокая скв. 20009:

1 – шкала глубин, км; 2 – диаграмма плотности по ГК-П, г/см<sup>3</sup>; 3 – диаграмма интервального времени по АК, мкс/м; 4 – литологическая колонка (данные Н.Е. Галдина): а – гранат-биотит-плагноклазовый, гранат-биотит-силлиманит-кордиерит-плагноклазовый гнейсы и кристаллический сланец; б – те же породы мигматизированные; в – граниты, гранитизация; г – биотит-гиперстен-плагноклазовый, двупироксен-плагноклазовый гнейсы и кристаллический сланец; д – те же породы мигматизированные; е – магнетит-биотит-пироксен-амфибол-плагноклазовый гнейс и кристаллический сланец; ж – биотит-плагноклазовый гнейс лейко-кратовый; з – те же породы мигматизированные; и – диафорит, катаклазит, милонит; к – катаклаз, милонитизация; л – дайка перидотита; м – дайка габбро-диабазы; 5 – битумопроявления; 6 – график пластовой скорости по данным ВСП, км/с; 7 – график средней скорости, км/с; 8 – график детального распределения скорости по АК, км/с



**Скважина 2092** пробурена на западном склоне Южно-Татарского свода. Она вскрыла кристаллический фундамент на глубине 1816 м и прошла по нему 272 м. По данным Л.П. Поповой, разрез представлен биотит-амфиболовыми, биотит-гранатовыми гнейсами и мигматитами по ним. Трещины, отмеченные в верхней части разреза, располагаются под углом 30° и (или) параллельно оси керна, в нижней – иногда под углом 80°. Геофизическая характеристика проницаемого интервала (2020–2028 м) приведена на рис. 22. Характерным фактом является то, что непосредственно в зоне коллектора, а также несколько выше вынос керна составил 36–40 %, в то время как обычно он составляет 80–90 %. Это может указывать на значительную нарушенность, разуплотненность пород данного интервала.

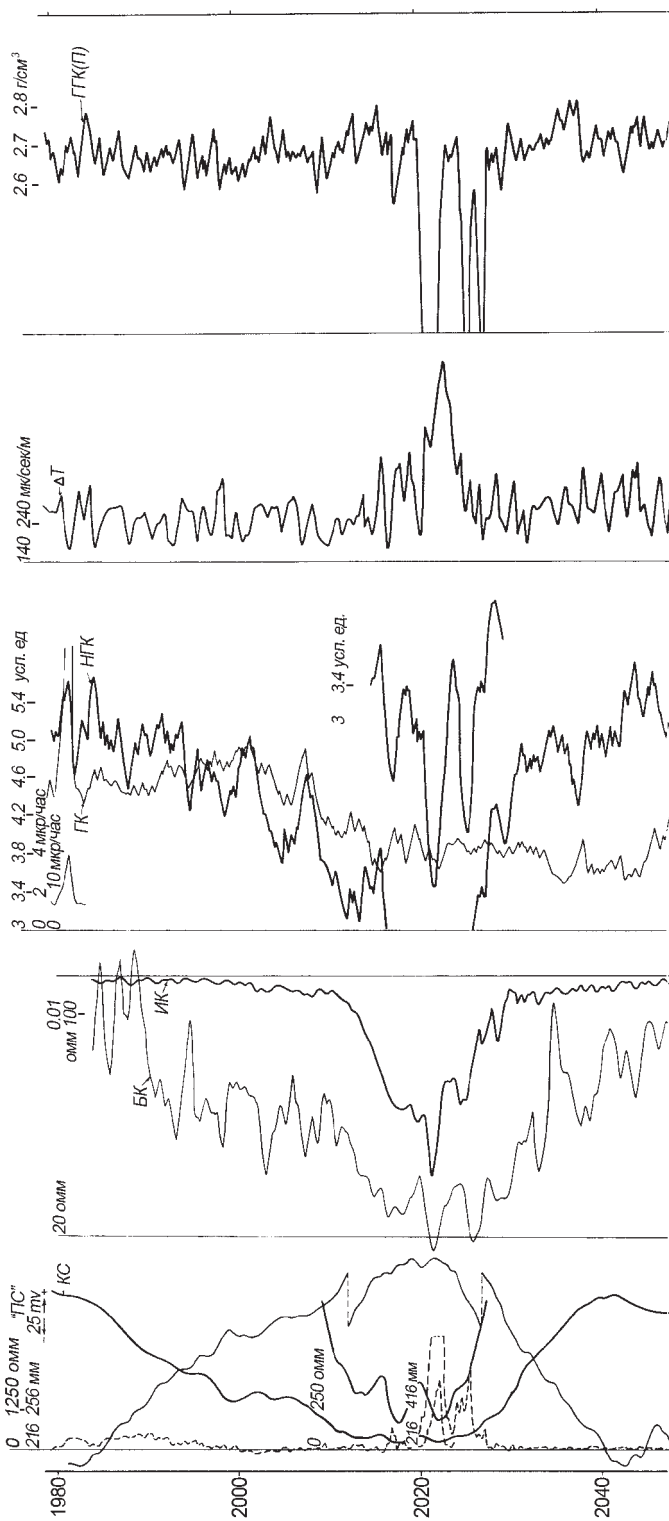
**Уральминская скв. 966** вскрыла кристаллический фундамент на глубину 299 м (вместе с корой выветривания 323 м). По данным Е.А. Назиповой, Н.А. Плотникова (1993 г.), в разрезе докембрия преобладают высокоглиноземистые гнейсы и кристаллосланцы: силлиманит-кордиерит-биотитовые, кордиерит-биотитовые, гранат-силлиманит-кордиерит-биотитовые. В подчиненном количестве отмечаются биотитовые и гранат-биотитовые гнейсы и кристаллосланцы. Породы в различной степени мигматизированы. Преобладающие углы наклона полосчатости 30–45° к оси керна.

В интервале 1904–1932 м встречена дайка диабазы, четко выделяющаяся и по данным ГИС (фрагменты диаграмм плотностного и акустического каротажа приведены в работе [70] на рис. 24). В кровельной ее части наблюдается интенсивная трещиноватость. Так же сильно раздроблены породы и в подошве дайки. Трещины разнонаправленные, с многочисленными зеркалами скопления, по плоскостям трещин отмечены сульфидизация, хлоритизация, кальцитовые корочки. В целом же по разрезу породы умеренно трещиноватые. В основном развиты две системы трещин: по направлению полосчатости и под углом 0–15° к оси керна.

Приток пластовой воды с удельным весом 1,203 г/см<sup>3</sup> получен из интервала 1970–2021 м. Количество растворенного газа составило 230 см<sup>3</sup>/л, а содержание углеводородных компонентов в газе достигало 51,34 %. В составе углеводородных газов 77,32 % метана, тяжелых углеводородов C<sub>4</sub>–C<sub>6</sub> до 5,2 %.

#### 1.4.2. Скорость распространения упругих волн

Сверхглубокое и параметрическое бурение на фундамент позволило, как уже говорилось, получить новые данные о строении архейско-нижнепротерозойских образований, но интенсивные притоки пластового флюида были получены лишь в двух скважинах из двадцати. Это однозначно свидетельствовало о необходимости привлечения данных других, ранее не использовавшихся геофизических методов прогнозирования для целенаправленного вскрытия разуплотненных проницаемых зон – потенциальных коллекторов углеводородов. Такие зоны, являясь по существу акустическими неоднород-



**Рис. 22.** Геофизическая характеристика коллектора в верхней части фундамента. Скв. 2092, Черемшанская площадь

ностями, могут найти свое отображение в регистрируемых волновых полях отраженных волн и на этой основе могут быть обнаружены сейсморазведкой МОГТ. Основываясь на материалах вертикального сейсмического профилирования (ВСП) и акустического каротажа (АК), рассмотрим характер распределения скорости продольных волн ( $V_p$ ) по площади и по разрезу, уделив большее внимание интервалам резкого изменения акустических свойств, а также трещиноватым зонам, выделенным по результатам испытаний, ГИС и исследований керна.

Кристаллический фундамент востока Русской плиты, вещественный состав которого изучался многими исследователями, в петрофизическом отношении весьма неоднороден. В нем выделяется более 20 крупных структурно-вещественных комплексов архейского и нижнепротерозойского возраста [48]. Большую часть площади занимают архейские образования двух крупнейших серий – отрадненской, преимущественно магматогенной, и большечеремшанской, первично терригенно-осадочной. Обе серии глубоко метаморфизованы и представлены пироксеновыми гнейсами, основными и высокоглиноземистыми кристаллосланцами, а также сопутствующими им гранитоидами, габброидами, анортозитами. По геолого-петрофизическим картам фундамента Т.А. Лапинской, А.В. Постниковым, Л.П. Поповой и др. [20, 51] выявлены и протрассированы разломы древнего заложения, отмечена зональность в распространении определенных петрофизических комплексов пород. Однако сопоставление с этими материалами результатов изучения скоростей при ВСП не позволило выявить между ними какие-либо определенные связи. Например, скважины 663 и 2216, вскрывшие сходные и относительно однородные разрезы нурлатского комплекса отрадненской серии архея, существенно различаются по скорости распространения продольных волн (6070 и 6670 м/с соответственно). Напротив, имеются случаи, когда скважины, вскрывшие толщи неодинакового состава (скв. 20015 и 2217), характеризуются близкими значениями скорости.

Определенная закономерность в распределении скоростей намечается, если сгруппировать скважины по структурным элементам фундамента (табл. 3). Так, в пределах Мелекесской впадины скорости оказались максимальными (6480–6670 м/с), в центральной части Южно-Татарского свода (ЮТС) – минимальными (5710 м/с). На западном, восточном и юго-восточном склонах они занимают промежуточные значения (6180–6270 м/с), с относительным их понижением в зонах разломов до 6010–6070 м/с.

Дополненные новыми данными сведения иллюстрируют отмечающуюся и ранее [70] вполне определенную связь тектонического строения территории и характера распределения сейсмических скоростей. Небольшой диапазон изменения последних в пределах отдельных структурных элементов подтверждает гипотезу о блоковом строении фундамента, а также может свидетельствовать о разнонапряженном состоянии массивов горных пород, слагающих эти блоки. Кроме того, новые данные о распределении скоростных параметров могут и должны способствовать уточнению имеющихся и составлению новых моделей верхней части земной коры.

Таблица 3

Скорость продольных волн ( $V_p$ ) в породах кристаллического фундамента по данным ВСП в сверхглубоких и параметрических скважинах Татарстана (по [14], с дополнениями Доронкина А.К.)

Тектоническая приуроченность	Номер скважины	Интервал глубин от поверхности фундамента, м	( $V_p$ ), м/с
Мелекесская впадина	2223	0-557	6480
	2216	0-700	6670
	33	0-161	5960
		161-441	6590
	34	0-289	6570
Баганинский прогиб	663	0-480	6070
Западный склон Южно-Татарского свода	2217	0-596	6240
	20015	0-543	6180
	2092	0-271	6300
Восточный и юго-восточный склоны Южно-Татарского свода	2880	0-191	6200
	20013	0-220	6200
	3915	0-110	6280
	20011	0-760 760-1640	6250 6590
Зона Сулинского разлома	20006	0-673	6010
Северный и северо-восточный склоны Южно-Татарского свода	20005	0-257	6270
	183	0-156	5800
	966	56-310	5800
	678	0-672	5890
Зона Прикамского и оперяющих разломов	578	0-102	5400
	279	0-428	6070
Сводовая часть Южно-Татарского свода	20000	0-508 508-2467	5710 6120
	20002	0-310	6200
	20009	0-180	5600
		180-3172	6200
Северо-Татарский свод	206	0-235	6500
	20010	0-870	6180
Казанско-Кажимский прогиб	205	0-254	6040

Рассмотрим теперь, как изменяются скорости по разрезу наиболее глубоких скважин. Миннибаевская скв. 20000, пробуренная на вершине Южно-Татарского свода, вскрыла породы кристаллического фундамента на глубину 3215 м и достигла забоя 5099 м. Применявшаяся в начале 1970-х годов методика наблюдений ВСП и обработки материалов позволила расчленить разрез по скорости лишь на две мощные толщи. Верхняя часть вскрытого разреза докембрийских образований (интервал 1876–2384 м), представленная в основном мигматизированными высоко-глиноземистыми плагиогнейсами и кристаллическими сланцами, характеризуется скоростью 5710 м/с; нижняя, более неоднородная в петрографическом отношении толща (2384–4343 м) – скоростью 6130 м/с. Располагающийся ниже наиболее интересный интервал,



в пределах которого были обнаружены зоны коллекторов и получены интенсивные притоки пластового флюида, вертикальным сейсмопрофилированием не был изучен из-за аварии (обрыв бурильного инструмента).

В скв. 20009, пробуренной в пределах Новоелховского месторождения, вертикальное сейсмо-профилирование было проведено до глубины 5000 м. Разрез кристаллического фундамента характеризуется здесь в основном скоростью 6100–6400 м/с (рис. 21). Понижение скорости до 5000 м/с зафиксировано в интервале 2725–2879 м, который в целом согласуется с интервалом повышенной трещиноватости (2792–2880 м), выявленной по керну и ГИС. В верхней части ствола (интервал 1803–1971 м) также отмечается некоторое относительное понижение скорости (до 5860 м/с), соответствующее уменьшению плотности по данным ГГК-П, увеличению интервальных времен и изрезанности кривой  $\Delta T$  по АК.

Понижение скорости до 5800 м/с зафиксировано также в интервале 4080–4420 м, где по газовому каротажу выделены зоны повышенного содержания углеводородных (в том числе и тяжелых) и неуглеводородных (гелий, азот, водород) газов. Здесь же впервые для кристаллического фундамента Татарстана специалистами Альметьевского УГР ПО «Татнефтегеофизика» (Р.Ш. Хайретдинов, В.А. Архипова) обнаружено свечение шлама при люминесцентно-битуминологическом анализе (ЛБА), наиболее интенсивное на участках, приуроченных к трещинам на образцах. Хлороформенные вытяжки также показали здесь относительно высокое содержание битума. Таким образом, по результатам сейсмических наблюдений в скв. 20009 отмечается понижение скорости распространения продольных волн в трещиноватых интервалах.

Кровля низкоскоростного пласта намечается также на глубине около 5 км, что косвенно подтверждается данными ГИС и увеличением газопоказаний по ГТИ. Тем не менее достоверно судить о наличии этого пласта и о его параметрах можно было бы лишь после проведения ВСП до больших глубин.

По данным акустического каротажа основные закономерности изменения скорости по разрезу кристаллического фундамента скв. 20009, выявленные вертикальным сейсмопрофилированием, сохраняются, но ее дифференцированность гораздо более значительна (рис. 21). В Миннибаевской скв. 20000 при преобладании скорости по АК 5900–6400 м/с имеются интервалы повышения до 7400 м/с и понижения до 3800–4200 м/с. Как правило, понижение значений скорости связано с проницаемыми трещиноватыми зонами, из которых получены притоки высокоминерализованных вод.

Следует отметить, что по акустическому каротажу [15 и др.] определенные связи скорости продольных волн и петрографического состава не выявлены, а по измерениям на образцах [19] констатировалось отсутствие такой связи. С другой стороны, «никакой зависимости расположения зон трещиноватости с определенным петрографическим типом пород не устанавливается» (Н.А. Плотников, 1988 г.).

Устойчивый приток пластового флюида получен в Черемшанской скв. 2092 из интервала 2018–2028 м. Проницаемая зона уверенно выделяется увеличением диаметра скважины, понижением электрического сопротивления (рис. 22). На диаграммах акустического и плотностного каротажей этот интервал отмечается существенным увеличением интервального времени и понижением плотности. Большие каверны, несомненно, повлияли на результаты замеров, в связи с чем точное определение скорости и плотности затруднено. Тем не менее факт значительного уменьшения этих величин очевиден, что косвенно подтверждается и другими методами.

Дифференцированность результатов фундамента по акустическим свойствам обуславливает возможность образования отраженных волн, о чем свидетельствовали и расчеты синтетических сейсмограмм. Во многих случаях интенсивность этих волн невелика и связаны они могут быть с интервалами как относительного понижения, так и повышения акустической жесткости. Однако в связи с тем что архейско-нижнепротерозойская толща в целом высокоскоростная, а максимальные по абсолютной величине изменения акустической жесткости происходят в зонах разуплотнения, следует ожидать, что с этими зонами будут связаны отраженные волны более высокой интенсивности.

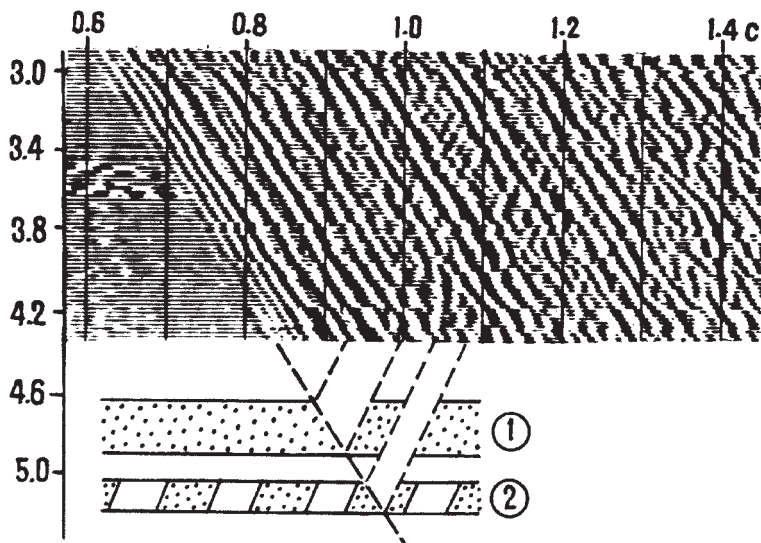
#### **1.4.3. Отражение волны от границ в фундаменте по данным ВСП**

Вертикальное сейсмическое профилирование выполнено на территории Татарстана почти во всех скважинах, вскрывших породы кристаллического фундамента на значительную глубину (рис. 19). Наблюдения проводились с применением многоканальных зондов с управляемыми электромеханическими прижимными устройствами. Шаг между точками наблюдений составлял 20 м. Возбуждение колебаний осуществлялось взрывами зарядов тротила, как правило, из одного пункта возбуждения, удаленного от исследуемой скважины на 70–150 м. Некоторые скважины дополнительно обрабатывались из нескольких удаленных на 0,5–2,5 км пунктов взрыва. Рассмотрим наиболее интересные полученные результаты.

По материалам ВСП Миннибаевской сверхглубокой скв. 20000, зарегистрированы волны, отраженные от наклонных и субгоризонтальных границ на глубинах 4500–5000 м, где, как следует из результатов ГИС и испытаний пластов, развиты высокопористые проницаемые зоны (рис. 23).

В Бавлинской скв. 20011, вскрывшей породы кристаллического фундамента в интервале 1880–3500 м, пластоиспытателями на трубах исследован практически весь ствол, но ни из одного из 12 испытанных объектов приток не был получен. По данным ВСП (рис. 24), в этом интервале глубин сильные отраженные волны не образуются. Применение специальных процедур позволило выявить весьма слабые отражения, приуроченность которых не совсем ясна.

Ниже забоя скважины, ориентировочно на глубине 6–6,5 км выделена резкая акустическая граница. Отраженные от нее волны фиксируются практически



**Рис. 23.** ВСП Миннибаевской сверхглубокой скв. 20000 (фрагмент). Материалы 1974 г. Цифрами в кружках обозначены: вскрытая скважиной (1) и прогнозируемая по данным ВСП (2) зоны разуплотнения

ки по всему стволу как при возбуждении из пункта взрыва, расположенного около устья каротируемой скважины, так и при возбуждении из пункта взрыва, удаленного на 2340 м. Это позволило [68] сделать важный вывод о том, что выделенная граница имеет довольно значительные размеры по латерали.

Анализ материалов ВСП, выполненного в других глубоких скважинах Татарстана, показывает, что на многих из них выделяются отраженные волны из толщи фундамента (Ульяновская скв. 663, Сулинские скв. 134, 137, Кандызская скв. 128, Цыпьянская скв. 206 и др.).

Результаты скважинных сейсмических исследований свидетельствовали о том, что наряду с получением параметрических данных о скорости распространения упругих волн, об отражающих свойствах разреза, необходимых для достоверной интерпретации материалов сейсморазведки, вертикальное сейсмопрофилирование имеет и самостоятельное прикладное значение при изучении околоскважинного пространства, а также при проводке сверхглубоких скважин. Так, судя по имеющимся материалам, возможно прогнозирование разуплотненных зон ниже забоя скважины. Оперативная отработка данных позволяет принять обоснованное решение о прекращении бурения или о целесообразности углубления скважины на определенную глубину. Кроме того, информация о наличии разуплотненной зоны ниже забоя скважины нацеливает специалистов по геолого-технологическим исследованиям (ГТИ) на определенную технологию вскрытия интересующей зоны (например, переход на облегченный раствор).

С учетом приобретенного опыта и для более точного определения положения отражающих границ ниже забоя скважины вертикальное сейсмопрофи-

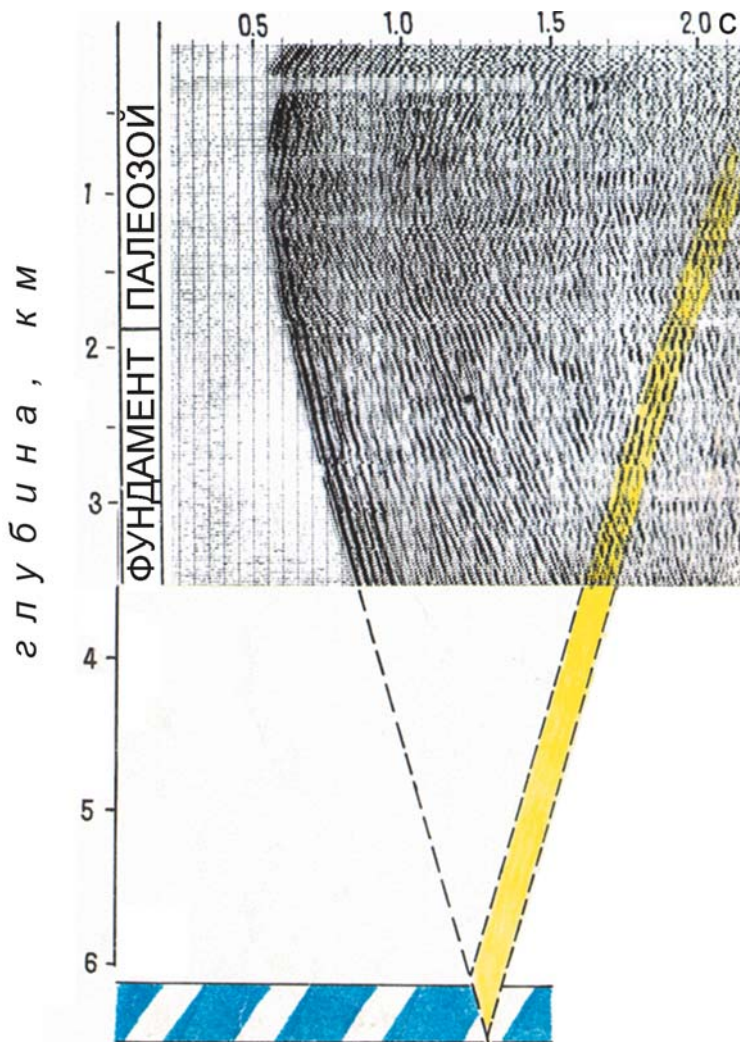
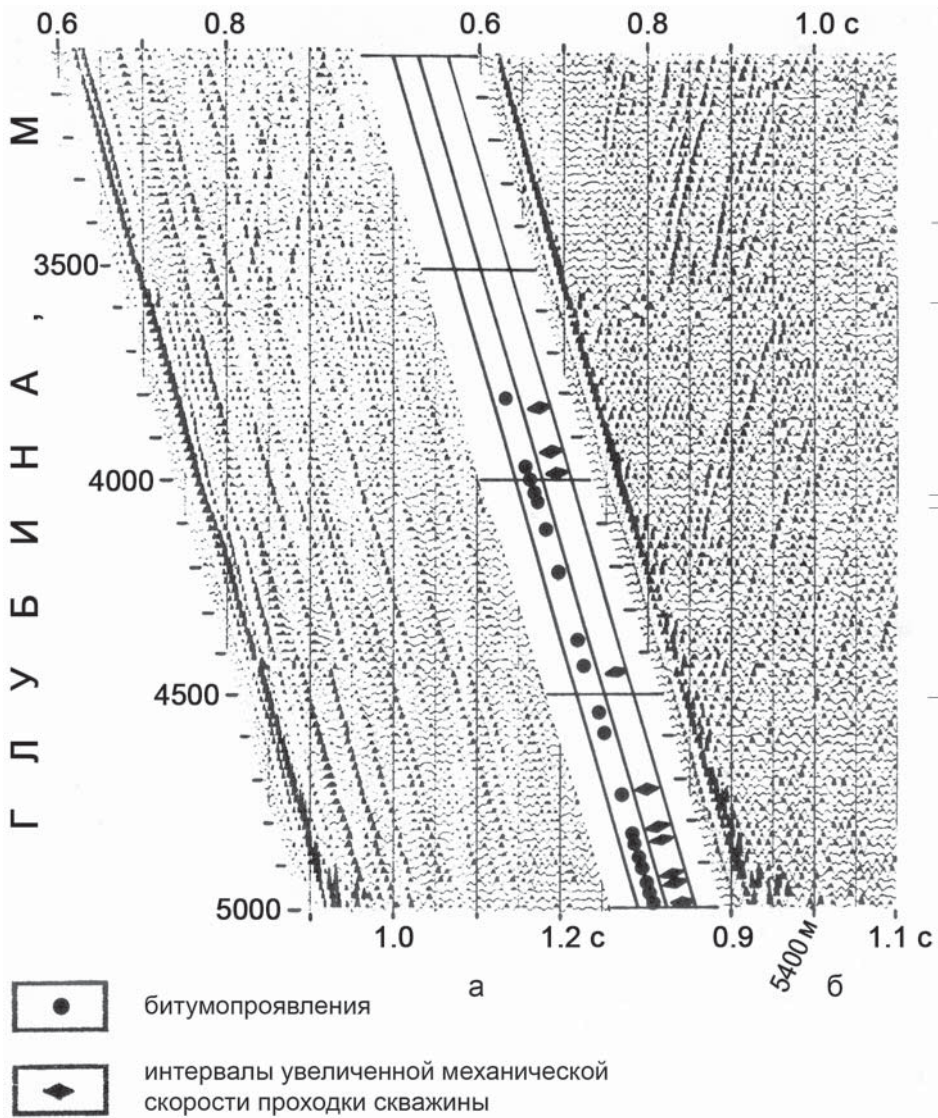


Рис. 24. ВСП Бавлинской скв. 20011

лирование в бурящейся Новоелховской сверхглубокой скв. 20009 рекомендовалось проводить через каждые 500 м проходки. Однако по ряду технических и организационных причин фактически оно выполнялось при забоях 2600, 4080 и 5006 м. На первом этапе наблюдения осуществлялись при возбуждении из одного пункта взрыва, при последующих – из четырех-пяти. Применялись зонды с регистрацией только вертикальной составляющей волнового поля и многокомпонентные зонды.

Разрез скв. 20009 по сравнению, например, со скв. 20000 характеризуется меньшей отражающей способностью. На сейсмограммах ВСП по этой скважине отраженные волны выделяются, как правило, лишь после вычитания поля падающих волн, но даже после выполнения этой процедуры характери-





**Рис. 25.** ВСП Новоелховской сверхглубокой скв. 20009 (фрагмент): а – наблюденное поле, б – поле восходящих волн

зуются в целом невысокой интенсивностью. В большей мере это относится к верхней части разреза фундамента, где с различной степенью уверенности выделены слабые отражающие границы на глубинах около 2000 м (примерно соответствующая подошве интервала относительного понижения скорости продольных волн и трещиноватости пород), 2340 м (возможно, связанная с прослоями магнетитовых пород), 2800 м (соответствующая зоне разуплотнения и интенсивного обваливания пород), 3080 м (приуроченная к интервалу уменьшения плотности по ГГК-II).

В нижней части вскрытого разреза архейско-нижнепротерозойских пород наблюдается группа отраженных волн (рис. 25), связанных по глубине с границами в общем интервале 3800–5000 м, где по керну и шламу выявлено наличие битумоидов. Напомним, что последние приурочены в основном к трещинам на образцах. Здесь же при бурении отмечались зоны увеличения механической скорости проходки. Причем можно заметить некоторую коррелируемость этих зон с глубинами отражающих границ.

Выделенные отраженные волны малоинтенсивны, в том числе и образовавшиеся в зоне наибольшего разуплотнения пород (4080–4420 м). Характер и рельеф границ изменяются и иногда в значительных пределах. Например, та же отраженная волна аномально усиливается в интервале глубин 3160–3560 м и прослеживается даже в наблюдаемом поле (рис. 25, а). Интенсивность и характер прослеживания этой и других границ меняются и при возбуждении из других пунктов взрыва.

Результаты выполненного при забоях 2600 и 4080 м прогноза положения сейсмических границ в подстилающей толще подтвердились при последующем бурении. Вместе с тем имеются факты выявления границ, которые ранее не прогнозировались (например, на глубине около 4700 м). Наблюдениями ВСП при забое 5006 м прогнозировались границы в призабойной части скважины (находящие подтверждение в намечающемся низкоскоростном пласте, см. рис. 21), а также на глубине приблизительно 5240 м, которая, как показало последующее бурение, близка к подошве практически непрерывного интервала коллекторов.

Таким образом, исследования методом ВСП свидетельствуют, что в фундаменте интенсивные отраженные волны связаны с разуплотненными трещиноватыми зонами, откуда были получены интенсивные притоки пластового флюида. Слабые отраженные волны могут быть обусловлены как зонами понижения акустической жесткости (слабые зоны коллекторов), так и зонами ее повышения.

Установленные по данным АК, ГГК-П, ВСП дифференцированность разреза кристаллического фундамента по акустическим свойствам, в том числе значительное понижение плотности и скорости распространения упругих волн в трещиноватых проницаемых зонах, регистрация по результатам ВСП отраженных волн, связанных с этими зонами, послужили обоснованием постановки специальных сейморазведочных работ МОГТ с целью изучения внутреннего строения фундамента.

#### **1.4.4. Анализ сейсмических временных разрезов по профилям, проходящим через сверхглубокие и параметрические скважины**

В каждом конкретном регионе в зависимости от целей проводимых геолого-геофизических исследований земной коры сейморазведкой МОГТ решаются задачи различного ранга, детальности и степени сложности. На востоке Русской плиты основная цель исследований фундамента – выясне-

ние перспектив его нефтегазоносности. Поэтому главной задачей сейсмо-разведки в этом регионе является прогнозирование разуплотненных зон как возможных коллекторов углеводородов. Ее решение тесно связано с изучением тектонического строения доплитного комплекса, характера, природы, геометрии регистрируемых границ выявлением зон разломов и других объектов, имея конечной целью прогнозирование перспективных объектов и оптимизацию размещения глубоких и сверхглубоких скважин.

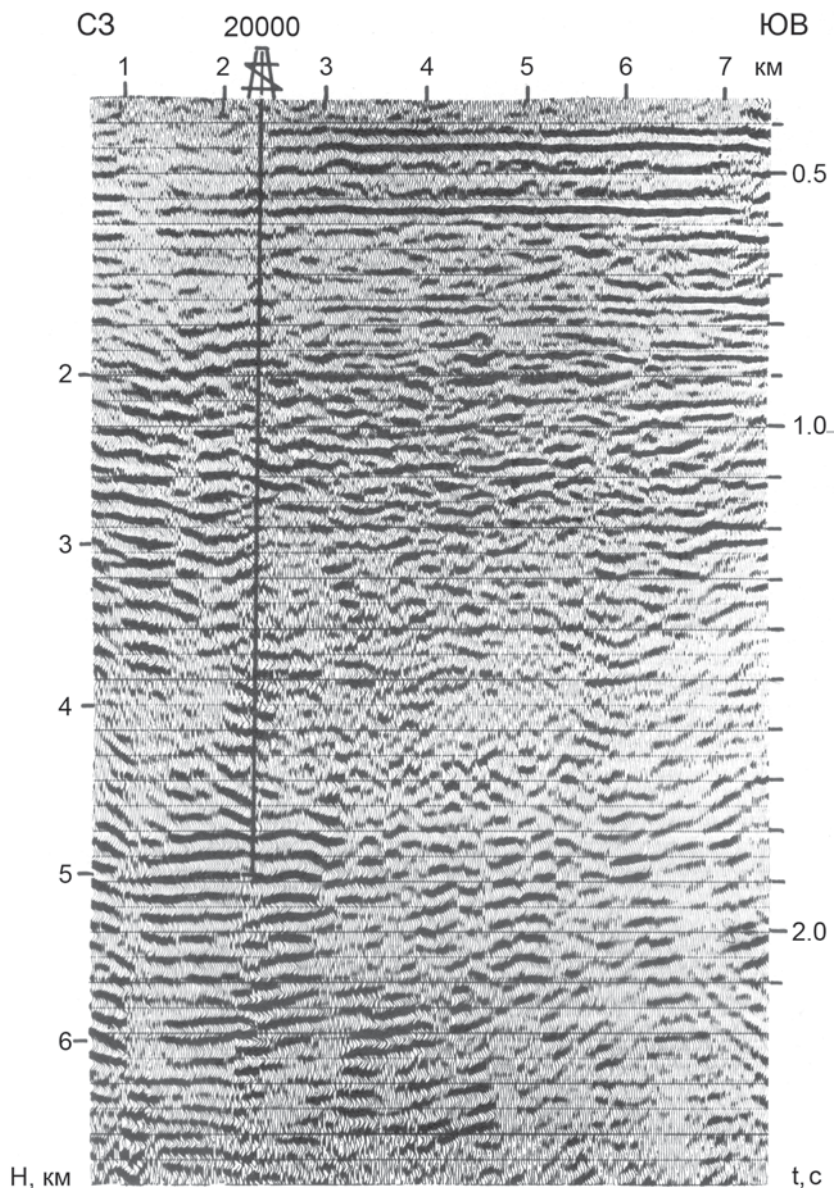
Несомненно, эта задача в общем случае более сложная, чем изучение осадочного чехла, вследствие большей дислоцированности, геологической неоднородности и в то же время сравнительно невысокой акустической дифференциации архейско-нижнепротерозойских образований. Поэтому для выработки интерпретационных критериев и, в первую очередь, прогнозирования разуплотненных зон в породах фундамента сопоставим сейсмические временные разрезы с результатами исследований наиболее интересных в геологическом отношении сверхглубоких и параметрических скважин.

Сейсмический профиль 80 отработан через Миннибаевскую сверхглубокую скв. 20000 (рис. 19), вскрывшую породы докембрийского фундамента, как уже отмечалось, на глубину 3215 м. Применялась фланговая система наблюдений с максимальным удалением возбуждение-прием 2400 м, кратностью 24, частотный диапазон возбуждаемого свип-сигнала составлял 20–60 Гц [53]. Начальная часть профиля (ПК 0–25) продублирована центральной расстановкой и более высокочастотным (20–80 Гц) свипом.

Основанием для дублирования послужило то, что на этом интервале отмечается зона резкого ухудшения качества прослеживаемости горизонтов осадочного чехла. Однако эта зона не исчезла после изменения методики работ и, видимо, связана с геологическими причинами. Так, и по данным морфометрического анализа (И.А. Исхаков и др., 1988 г.), и по результатам эксплуатационного бурения [17], здесь проходит граница между блоками, испытывающими разнонаправленные вертикальные движения. В целом же можно отметить, что качество и информативность материалов по глубоким горизонтам выше при использовании  $x_{\max} = 2400$  м и более низкочастотного свип-сигнала.

На временном разрезе по этому профилю (рис. 26) фиксируются связанные с границами в кристаллическом фундаменте оси синфазности различной протяженности, интенсивности и наклона. Обращает на себя внимание то, что в двух временных интервалах (1–1,2 и 1,8–2,2 с) они определенным образом группируются, образуя довольно длительные и динамически выраженные цуги колебаний, выделяющиеся практически по всему профилю. По данным скважинных исследований, им соответствуют трещиноватые, разуплотненные участки разреза с явлениями катаклаза и милонитизации, что может свидетельствовать о тектонической природе выявленных границ. Из этих же интервалов при испытании получены притоки пластового флюида, гораздо более значительные – из нижнего, сопоставляемого по ВСП с осями синфазности, составляющими начальную часть цуга.





**Рис. 26.** Временной разрез по профилю 80, проходящему через скв. 20000. В окрестности скважины отражающие границы на глубинах 4,7–5,2 км (зона водонасыщенного коллектора) субгоризонтальны, а интенсивность связанных с ними отраженных волн наибольшая. Во временном интервале 1,0–1,2 с, соответствующем слабым коллекторам, отраженные волны обладают меньшей интенсивностью

В окрестности скважины (ПК 10–30) отражающие границы на глубинах 4,7–5,2 км (зона выявленного водонасыщенного коллектора) субгоризонтальны, а интенсивность связанных с ними отраженных волн наибольшая. Восстание границ наблюдается в юго-восточном направлении, что согласу-



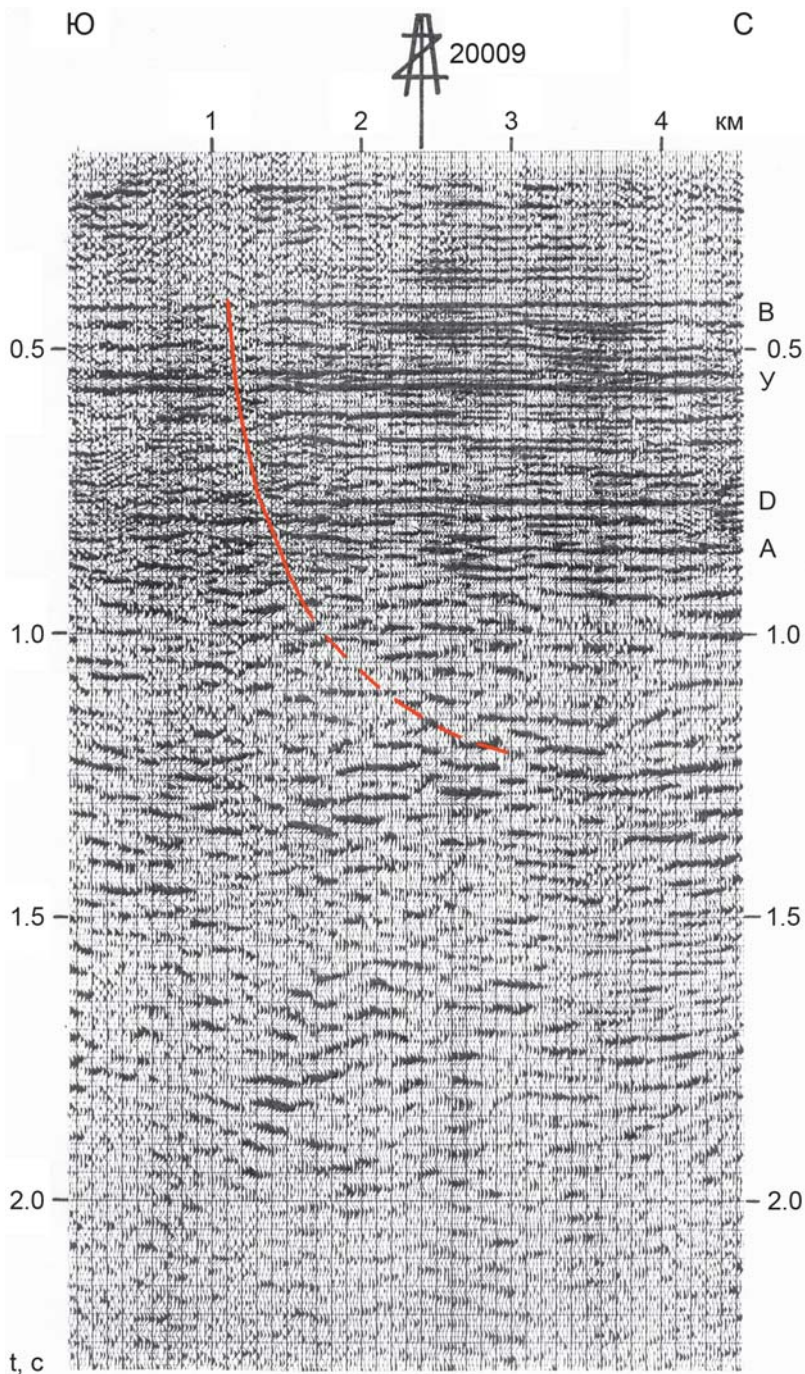


Рис. 27. Временной разрез по профилю 111, проходящему через скв. 20009

ется с выполненными впоследствии глубинными сейсмическими исследованиями на геотраверс «Татсейс».

Наклонные границы менее интенсивны (за исключением отдельных фрагментов), четко фиксируется их выполаживание с глубиной. В некоторых пространственно-временных интервалах наблюдается пересечение субгоризонтальных и наклонных границ, например в конце профиля на временах 1,7 с и более. Вообще же на этом участке характер записи трудно интерпретируем; требует объяснения и природа вогнутых (синклинальных) осей с вершиной на временах 1,45; 1,8 с. Кроме того, как субгоризонтальные, так и наклонные границы в фундаменте осложнены многочисленными субвертикальными или крутонаклонными разрывами. В целом облик временного разреза, характер выделяемых границ свидетельствовали о формировании структуры этого участка земной коры в обстановке тангенциальных напряжений.

Профиль 111, проходящий через сверхглубокую Новоелховскую скв. 20009 в субмеридиональном направлении (рис. 19), отработан с применением виброисточников и центральной схемы наблюдения [53]. Максимальное расстояние возбуждение-прием составляло 1200 м, кратность – 24. Такие параметры вместе с довольно высокочастотным свипом позволили достаточно уверенно осветить строение разреза лишь до глубин 2,5–3 км. Информация о более глубоко залегающих толщах, хотя и получена, но менее достоверна.

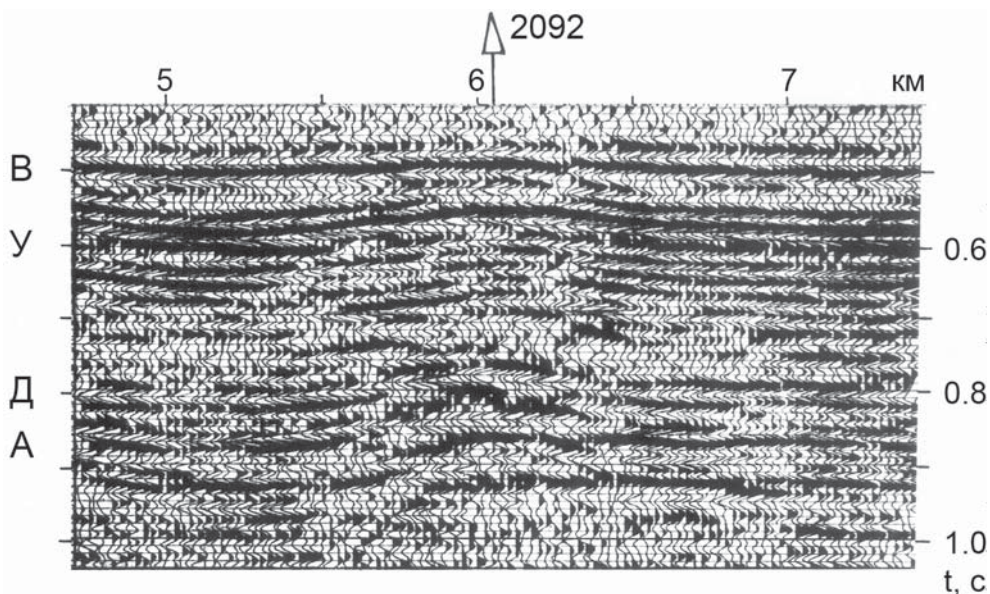
Отражения, связанные с терригенными отложениями среднего (В) и нижнего (У) карбона и девона (Д), прослеживаются по профилю уверенно (рис. 27). Отражение А (поверхность фундамента) неплохо выделяется в северной части профиля, а в его начале (южнее местоположения скв. 20009) – неуверенно. Здесь усложняется волновая картина и между горизонтами Д и А, появляются зоны ухудшения прослеживаемости промежуточных отражений, смещения осей синфазности, существенно негоризонтальные участки, что согласуется с установленным по ВСП фактом образования в этом интервале обменных волн. В интервале 1–1,2 км по вышележащим горизонтам осадочного чехла, включая терригенные отложения среднего карбона, выделяется тектоническое нарушение, более четко заметное на разрезе униполярного воспроизведения или с применением высокочастотной фильтрации.

Характер волновой картины и рельефа отражающих границ в архейско-нижнепротерозойской толще в значительной степени подобен наблюдаемым на профиле 80, хотя участки исследований по существующим представлениям находятся в пределах разных блоков фундамента. Кроме того, причем на близких временах, выделяются два цуга волн. Один из них связан с границами на глубинах 4,1–4,6 км ( $t_0 = 1,6–1,8$  с), где, по данным ГИС, ИПТ, ГТИ, были выявлены коллекторы и отмечалось свечение битумов в шламе при ЛБА. Эти же отражения были зарегистрированы и при ВСП, а весь интервал выделился понижением пластовой скорости (рис. 21). Второй цуг отраженных волн выделяется на времени 1,2–1,3 с и также связан с трещиноватой зоной на глубине 2840–2880 м.

При рассмотрении материалов по скв. 20000 высказывалось предположение о возможной тектонической природе субгоризонтальных отража-

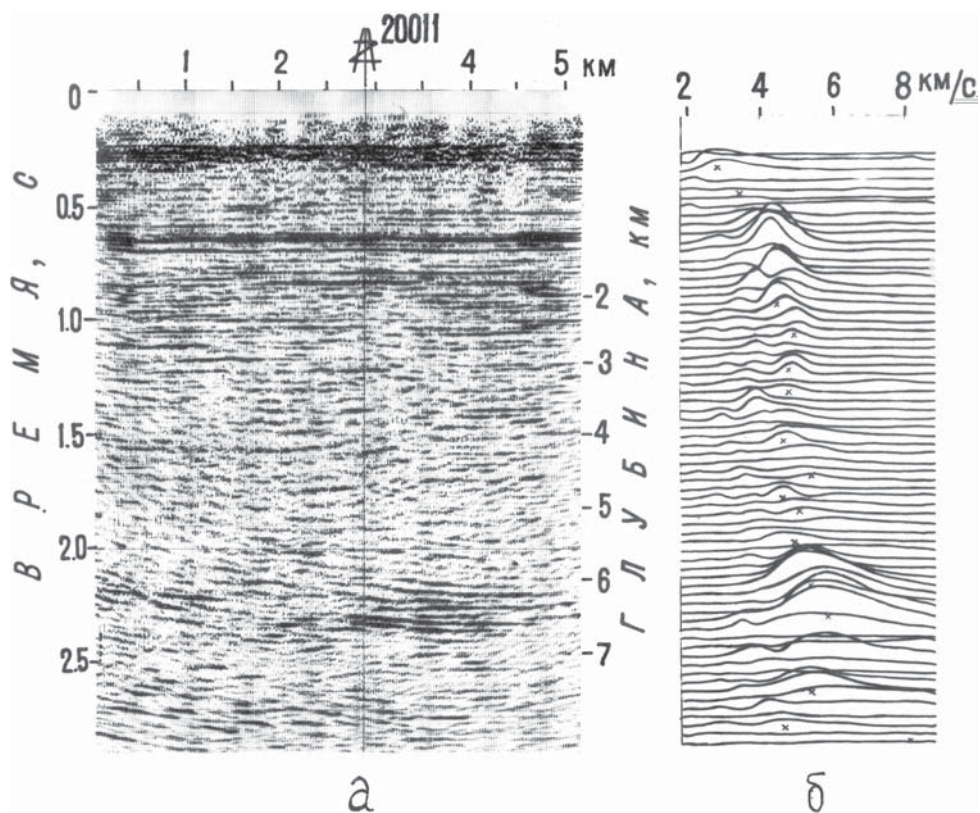
ющих границ. Данные по скв. 20009 не противоречат этому положению и дают дополнительную информацию. Так, результаты инклинометрии свидетельствуют о том, что интервалы резкого изменения наклона ствола скважины соответствуют выявленным в фундаменте субгоризонтальным и наклонным отражателям (на что впервые обратил внимание И.Х. Кавеев) (рис. 27), видимо, являющимся границами раздела разнотензионных толщ. Субвертикальные или крутонаклонные тектонические нарушения прослеживаются, как правило, в ограниченном диапазоне глубин и имеют тенденцию к выполаживанию с глубиной. Одно из таких нарушений пересекается стволом скважины в верхней части разреза фундамента ( $t_0 = 0,87$  с) и соответствует трещиноватой зоне, в пределах которой породы катаклизированы, брекчированы, подвержены сильным вторичным изменениям. В этом интервале по ВСП отмечается относительное понижение скорости до 5860 м/с (1803–1971 м) (рис. 21).

Черемшанская скв. 2092 уникальна тем, что вскрыла зоны высокоемких коллекторов в верхней части фундамента (интервал 2018–2028 м), из которых получены интенсивные притоки газонасыщенной, минерализованной пластовой воды. При работе с электроцентробежным насосом дебит составил около 200 м<sup>3</sup>/сут; всего отобрано порядка 2300 м<sup>3</sup> жидкости. Геофизическая характеристика этой разуплотненной зоны, несущей, как и в предыдущих случаях, следы динамо-метаморфизма, дана в подразделе 1.4.1. На сейсмическом профиле 32, проходящем через эту скважину, ниже отражения А (поверхность фундамента) регистрируются оси синфазности (рис. 28), со-



**Рис. 28.** Характер записи в районе скв. 2092, где бурением выявлен коллектор в верхней части фундамента. На небольшом расстоянии от скважины выделяется тектоническое нарушение





**Рис. 29.** Временной разрез (а) и вертикальные спектры скоростей (б) по профилю 66, проходящему через Бавлинскую параметрическую скважину №20011

ответствующие, по данным сейсмокаротажа, выделенному коллектору и карвернозной зоне (интервал 1866–1882 м), откуда также был получен приток пластоиспытателем на трубах.

Экспериментальные наблюдения в районе Бавлинской скв. 20011, выполненные на двух профилях для отработки методических приемов ведения работ, позволили получить и некоторые геологические результаты [74]. На этом участке, как и на рассмотренных выше, фундамент имеет сложное строение, кристаллические породы сильно дислоцированы, о чем свидетельствуют зоны резкого изменения интенсивности записи, наличие дифрагированных и отраженных волн, имеющих существенно отличающиеся от горизонтали наклоны (рис. 29). Следует отметить тенденцию к выполаживанию границ с глубиной, более четко проявляемую на разрезах СВАН.

На временных разрезах по отработанным профилям во временном интервале, соответствующем вскрытой толще архейско-нижнепротерозойских образований, где зоны коллекторов не были выявлены, фрагментарно регистрируются, как и на вертикальном профиле, лишь слабые отраженные волны.



На больших глубинах ( $t_0 = 2,2-2,4$  с) выделяются очень сильные, динамически выраженные отражающие границы, что полностью согласуется с результатами ВСП (рис. 24). Судя по динамике записи, эти волны связаны с мощными разуплотненными зонами, которые и представляют интерес при поисках углеводородов в кристаллических породах.

Результаты вертикального скоростного анализа (рис. 29) также свидетельствуют о реальности этих отражающих границ и, кроме того, подтверждают предположение о наличии здесь мощной зоны инверсии скоростей, о чем может говорить снижение  $V_{\text{огт}}$  с 5850 м/с ( $t = 2,34$  с) до 5400 м/с ( $t = 2,68$  с).

Столь интенсивные отражатели в фундаменте востока Русской плиты бурением на больших глубинах пока не вскрыты. Поэтому принципиально важным с научной и практической точек зрения является подтверждение их природы сверхглубокими скважинами. Бавлинский участок может рассматриваться как один из наиболее вероятных для заложения одной из таких. Однако предварительно путем проведения площадных наблюдений и, возможно, пространственной сейсморазведки необходимо детально изучить рельеф и характер прослеживаемости границ.

В связи с постановкой этого вопроса отметим, что сверхглубокая скв. Гравберг-1 (Швеция) была ориентирована на вскрытие границ, подобных выявленным на Бавлинском участке, причем на близких глубинах. Хотя она до проектной глубины не дошла и наиболее сильные отражатели не вскрыла, результаты ее бурения заслуживают самого пристального внимания и серьезного изучения. Так, с глубины 6047 м, где выделяется менее интенсивная отражающая граница, получен приток необычного по составу газа (гелий, метан, водород) [46].

Сопоставление данных сейсморазведки и бурения, проведенное по другим скважинам Татарстана, в целом укладывается в выводы, полученные при рассмотрении материалов по скважинам 20000, 20009, 2092, 20011.

#### 1.4.5. Основные выводы

Резюмируем основные выводы по изучению сейсморазведкой кристаллического фундамента.

1. Основную роль в формировании волновой картины играют границы, связанные с интенсивной динамической переработкой пород – с зонами дробления, катаклаза, милонитизации, что позволяет сделать вывод об их тектонической природе. На временных разрезах они проявляются обычно в виде осей синфазности с выполаживающейся вниз (листрической) формой, что в соответствии с расчетами и экспериментальными данными В.Н. Николаевского (1987 г.) может свидетельствовать о развитии нарушений в обстановке тангенциального сжатия.

Наклонные участки отражателей обычно выделяются менее уверенно; с увеличением крутизны они фиксируются уже не в виде осей синфазности,

а по традиционным признакам прогнозирования разломов: смещениями и флексуорообразными изгибами отражающих горизонтов, субвертикальными зонами резкого изменения интенсивности записи.

Сравнительно более интенсивные субгоризонтальные участки отражателей имеют различную протяженность, располагаются на разных глубинных уровнях и образуют видимую на сейсмических разрезах картину расчлененности земной коры. Вероятно, вывод о тектонической природе границ в верхней части фундамента, основанный на сопоставлении фактических данных бурения и геологических исследований, имеет в ряду других аргументов определенный вес в пользу аналогичной природы и нижних горизонтов земной коры.

2. Интервалы интенсивной динамической переработки пород, существенно отличаясь от вмещающих толщ по акустическим свойствам и являясь, по сути, зонами разуплотнения, т.е. предметом изучения сверхглубокими и специальными параметрическими скважинами, отображаются пониженными скоростями сейсмических волн, обладают иногда очень высокой отражающей способностью и формируют сильные отражения.

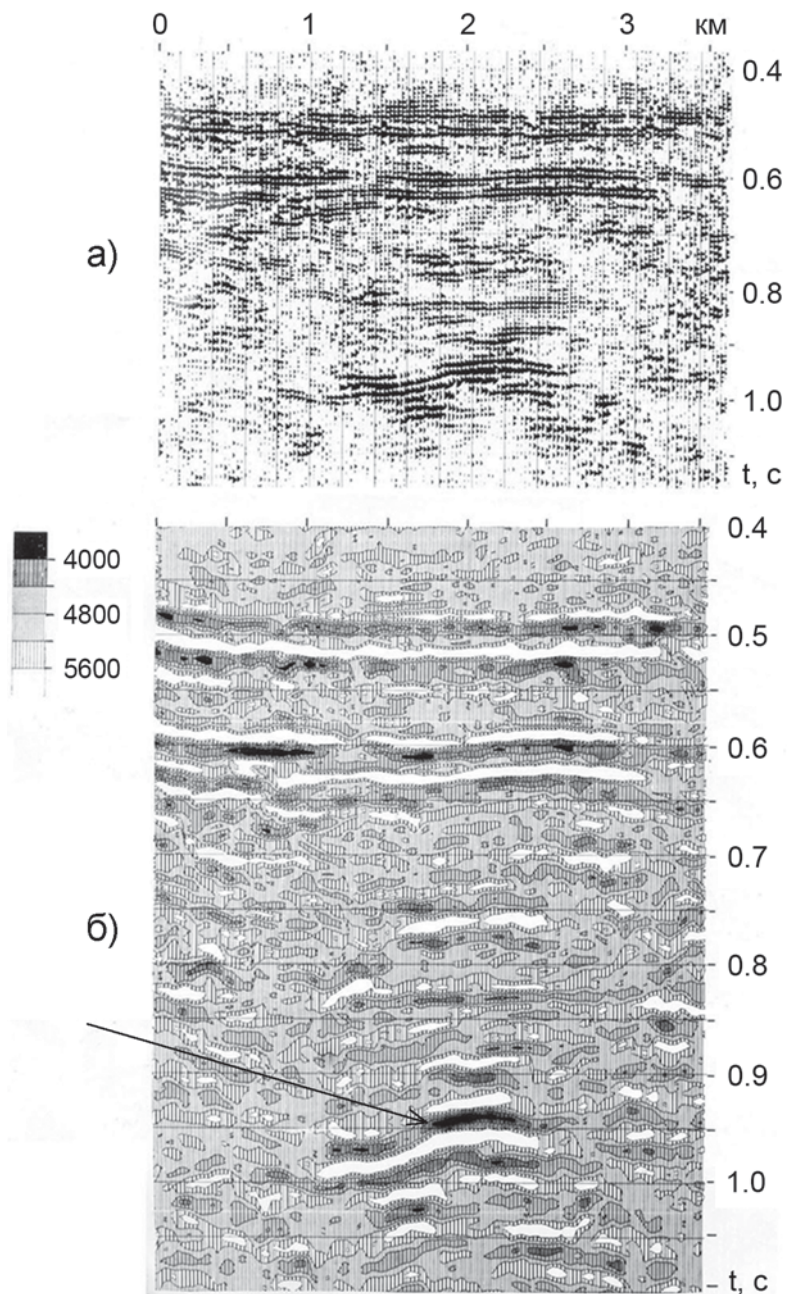
3. С разделами толщ разного петрографического состава, например с прослоями очень плотных магнетитосодержащих пород, может быть связано образование отраженных волн, но их интенсивность невысока, прослеживаемость на временных разрезах фрагментарна.

4. Таким образом, критериями прогнозирования разуплотненных зон-коллекторов в кристаллическом фундаменте являются:

- высокая интенсивность связанных с ними отраженных волн;
- понижение  $V_{огт}$  или отсутствие роста скорости с глубиной в случае, когда расчлененность большой мощности;
- понижение интервальной скорости по результатам ПАК в случае регистрации одиночных осей синфазности.

5. Базируясь на сформулированных критериях и принимая во внимание форму отражателей (на первом этапе предпочтение отдавалось гипсометрически приподнятым блокам или антиклиналям), в фундаменте Южно-Татарского и Северо-Татарского сводов и их склонов, Мелекесской впадины, восточного склона Токмовского свода был выявлен ряд объектов, перспективных для дальнейшего изучения бурением. Первая же скважина, рекомендованная по этим критериям на Осинном объекте в фундаменте (рис. 30), подтвердила наличие коллектора [49]. Трубными пластоиспытателями в интервале 1970–2015 м получен приток пластовой воды удельного веса 1,19, зафиксирована четкая кривая восстановления давления. По данным К.Н. Доронкина и др. (1994 г.), расчетный дебит при испытании компрессором составил 20,7 м<sup>3</sup>/с.

Таким образом, в результате комплексного анализа геолого-геофизических материалов по сверхглубоким и параметрическим скважинам и данных сейсморазведки сформулированы критерии прогнозирования разуплотненных зон коллекторов в архейско-нижнепротерозойских образованиях и показано, что наиболее сильные отражающие границы в фундаменте имеют



**Рис. 30.** Осиный объект в фундаменте. Отображение прогнозируемой сейсморазведкой, а затем подтвержденной бурением разуплотненной зоны: а) на разрезе в униполярном воспроизведении, б) на разрезе ПАК

тектоническую природу. Эти положения легли в основу интерпретации сейсморазведочных данных по докембрийскому фундаменту.

## **2. ГЛУБИННЫЕ СЕЙСМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ МОГТ В ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ**

Региональными сейсморазведочными работами предыдущего этапа была показана возможность не только обоснованного и наглядного представления геологического строения осадочного чехла центральной части Волго-Уральской НГП, но и изучения внутреннего строения верхней части кристаллического фундамента, в том числе прогнозирования разуплотненных зон в его толще. Подтверждение результатов прогноза коллектора на Осином объекте в фундаменте (разд. 1.4) существенно повысило уверенность в интерпретации данных сейсморазведки МОГТ по докембрийскому фундаменту и показало, что предложенные нами методические приемы ведения работ, в том числе обработки и интерпретации, вполне правомерны. Тогда, собственно, и было сформулировано простое и, как оказалось плодотворное предположение: **если нефтяные месторождения действительно имеют глубинную природу (а сверхглубокое и параметрическое бурение в Татарстане именно на этом в значительной степени и основывалось) и связаны с восходящими потоками углеводородных флюидов, то строение земной коры под этими месторождениями скорее всего будет отличаться от окружающих территорий.** Вероятно, эти отличия будут более явными для крупных скоплений углеводородов и, судя по полученным на предыдущем этапе результатам, могут быть зафиксированы сейсморазведкой МОГТ в глубинной модификации. Для проверки этого предположения нами была предложена постановка глубинных сейсмических исследований МОГТ нефтегазоносных территорий. Рассмотрим некоторые результаты проведенных исследований в разных районах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

### **2.1. Исследования возможности изучения глубинного строения земной коры сейсморазведкой МОГТ в центральной части Волго-Уральской НГП**

#### **2.1.1. Эксперименты и первые профильные наблюдения в Татарстане**

Реализация идеи об изучении сейсморазведкой МОГТ глубинного строения нефтегазоносных территорий началась с опытных работ, задачей ко-



торых являлось установление самого факта регистрации волн, отраженных от границ в средней и нижней коре. Для этого в разных районах Республики Татарстан, Оренбургской и Ульяновской областей сейсморазведочными партиями объединения «Татнефтегеофизика» с применяемыми в тех районах техникой и оборудованием были получены отдельные сейсмограммы с увеличенной до 15–16 с длиной записи. Оказалось, что примерно в половине случаев, даже при стандартно применяемой для нефтяной сейсморазведки методике работ, на сейсмограммах наблюдались отражения на больших временах, вплоть до 12–14 с, вероятно, от границы Мохо.

Полученные результаты послужили обоснованием постановки профильных экспериментальных наблюдений МОГТ. Первые такие работы были проведены в западной части Республики Татарстан на участке протяженностью 22 км регионального профиля Т 7. При этом использовалась методика наблюдений (табл. 4), применяемая в этом районе при производстве региональных работ обычной глубинности. На результативном сейсмическом временном разрезе в консолидированной земной коре наблюдались отражающие границы, а также субвертикальные зоны увеличенной интенсивности записи; наиболее интенсивная из таких зон отмечалась в районе известных Карлинских дислокаций. В целом же полученные фактические материалы убедительно свидетельствовали о возможности изучения сейсморазведкой МОГТ глубинного строения земной коры.

С учетом этих материалов разработана [97] и с 1994 г. реализуется на территории Республики Татарстан Программа глубинных сейсмических исследований на региональных профилях, пересекающих Ромашкинское нефтяное месторождение-гигант в субширотном и субмеридиональном направлениях (рис. 31). **Главной задачей этих исследований было выявление различий в строении земной коры в районе крупных нефтяных скоплений и за их пределами.**

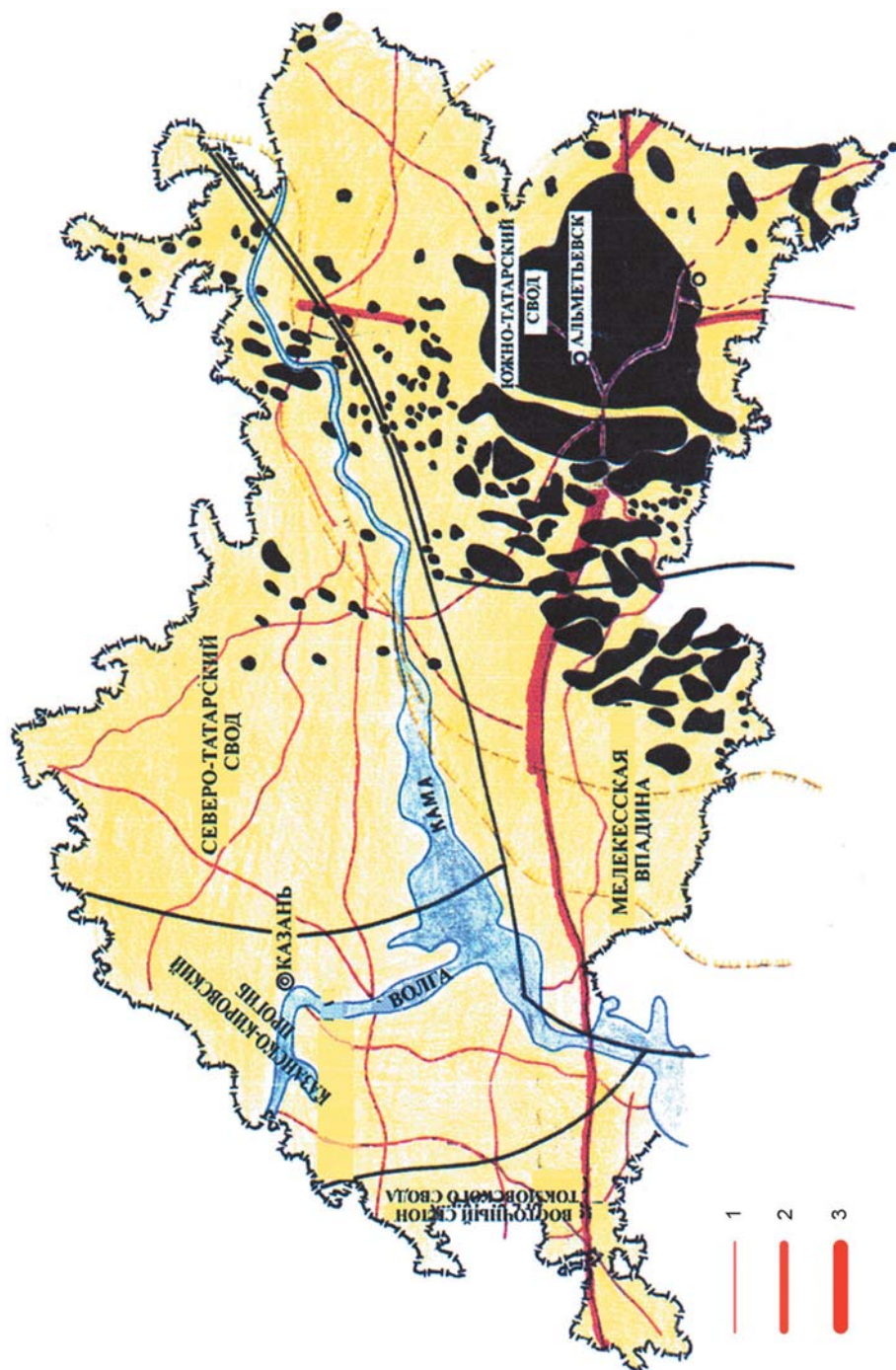
Для достижения большей информативности результативных материалов методика работ на этих профилях, по сравнению с экспериментальным профилем Т 7, была существенно усложнена. Так, на глубинном региональном профиле 11 стали применяться более мощные интерференционные системы: 120-канальная центральная расстановка на базе 7973 м; кратность наблюдений составляла 60 (табл. 4). В качестве источника возбуждения использовались взрывы, за исключением участков профилей на Ромашкинском и Ново-Елховском месторождениях, где планировалось применить сейсмические вибраторы.

**Первые же полученные результаты со всей определенностью свидетельствовали: различия в глубинном строении нефтеносных и ненефтеносных территорий несомненно есть.** На временном разрезе по субширотному профилю 11 под группой месторождений западного склона Южно-Татарского свода на времени 5–7 с (ориентировочная глубина 15–20 км) четко выделялись мощные отражатели (рис. 32). Западнее, вплоть до границы с Чувашской Республикой таких ярких динамических аномалий не отмечалось.

Объемы и методика глубоких сейсморазведочных работ МОГТ по некоторым региональным профилям в Волго-Уральской НПП

Наименование профиля	Протяженность, км	Организация-исполнитель	Год отработки	№ профиля	Кратность	Схема, ка-нальность	Длина рас-становки, м	X <sub>max</sub> , м	Тип источника возбуждения	Длительность записи, с	Область	Тектоническая приуроченность
РТП №1	452	Татнефтегеофизика	1993	039307	48	сим(96)	4800	2400	взр.	15	Республика Татарстан	Восточный склон Токмовского свода
			1994	039411	60	сим(120)	7973	4020	взр.	16	Республика Татарстан	Восточный склон Токмовского свода, Мелекесская впадина, Южно-Татарский свод
			1995	039511	60	сим(120)	7973	4020	взр.	16		
			1995	039508	60	сим(120)	7973	4020	взр.	16		
			1995	039509	60	сим(120)	7973	4020	взр.	16		
2001	030102	40	сим(160)	8000	вибр. НЕМ1-50		4000		16			
РТП №2	184	Татнефтегеофизика	1995	039510	60	сим(120)	7973	4020	взр.	16	Республика Татарстан	Южно-Татарский свод
			1995	039512	60	сим(120)	7973	4020	взр.	16		
			2001	030101	40	сим(160)	8000	вибр. НЕМ1-50		4000		
	112	Татнефтегеофизика	1999	039901	40	сим(160)	8000	4000	взр.	16	Республика Татарстан	Усть-Черемшанский прогиб
	90	Татнефтегеофизика	1999	039902	40	сим(160)	8000	4000	взр.	16	Республика Татарстан	Усть-Черемшанский прогиб
	71	Татнефтегеофизика	1999	039903	40	сим(160)	8000	4000	взр.	16	Республика Татарстан	Усть-Черемшанский прогиб
	13	Татнефтегеофизика	1999	039904	40	сим(160)	8000	4000	взр.	16	Республика Татарстан	Усть-Черемшанский прогиб (рассежка)
	16	Татнефтегеофизика	1999	039905	40	сим(160)	8000	4000	взр.	16	Республика Татарстан	Усть-Черемшанский прогиб (рассежка)
2-Г	280	Самарнефтегеофизика	1999	019902	48	сим(96)	4750	2375	вибр. СВ-10-180	18	Самарская область	Бузулукская впадина, Жигулевско-Пугачевский свод, Ставропольская депрессия
XXIV	332	Оренбургская геофизическая экспедиция	2001	-	60	сим(120)	6000	3000	1) вибр. СВ-5-150; 2) имп. Ени-сей-КЭМ	18	Оренбургская область	Прикаспийская синеклиза, Бузулукская впадина, Серноводско-Абдулинский авлакоген
4	347	Башнефтегеофизика	2004	804004	48	сим(192)	9650	4825	вибр.	16	Республика Башкортостан	Восточная часть Волго-Камской антеклизы, Предуральский прогиб, Зилаирский синклинорий

8	142	Вашнефтегео-физика	2004	804008	48	сим(192)	9650	4825	вibr. АМГ-Р-23М27	16	Республика Башкортостан	Восточная часть Волго-Камской антеклизы
II	184	Удмуртская геофизическая экспедиция	2002		30	асим(120)	5040	3720	вibr. НЕМ1-50	12	Удмуртская Республика	Северо-Татарский свод, Калтасынский авлакоген
III	427	Удмуртская геофизическая экспедиция	2002		30	асим(120)	5040	3720	вibr. НЕМ1-50	16	Удмуртская Республика	Северо-Татарский свод, Калтасынский авлакоген
IV	287	Удмуртская геофизическая экспедиция	2003		32	асим(127)	5040	3720	вibr. НЕМ1-50	16	Удмуртская Республика	Северо-Татарский свод, Калтасынский авлакоген
V	250	Удмуртская геофизическая экспедиция	2002		30	асим(120)	5040	3720	вibr. НЕМ1-50	16	Удмуртская Республика	Северо-Татарский свод
VI	196	Удмуртская геофизическая экспедиция	2004		60	сим(245)	9760	4880	вibr. СВ-27-150	16	Удмуртская Республика	Северо-Татарский свод, Калтасынский авлакоген
VII	242	Удмуртская геофизическая экспедиция	2004		60	сим(245)	9760	4880	вibr. НЕМ1-50	16	Удмуртская Республика	Северо-Татарский свод, Калтасынский авлакоген
VIII	372	Пермнефтегеофизика	2005		120	сим(240)	9560	4880	вibr. СВ-14-150	16	Удмуртская Республика, Пермский край	Северо-Татарский свод, Калтасынский авлакоген
X	184	Удмуртгеофизика	2005		60	сим(245)	9760	4880	н/д	16	Удмуртская Республика	Калтасынский авлакоген
Татарей	1000	Татнефтегеофизика	2005	130301	60	асим(240)	11950	10000	вibr. НЕМ1-50	20	Башкортостан, Татария, Марий Эл, Кировская и Нижегородская области	Южно- и Северо-Татарский своды, Казанско-Казимский авлакоген, Котельничский свод, Московская синеклиза



**Рис. 31.** Схема региональных сейсмических профилей. Республика Татарстан. 1995 г.  
 Длительность записи: 1 – 3–5 с; 2 – 16 с; 3 – интервал профиля, иллюстрируемый на рис. 32



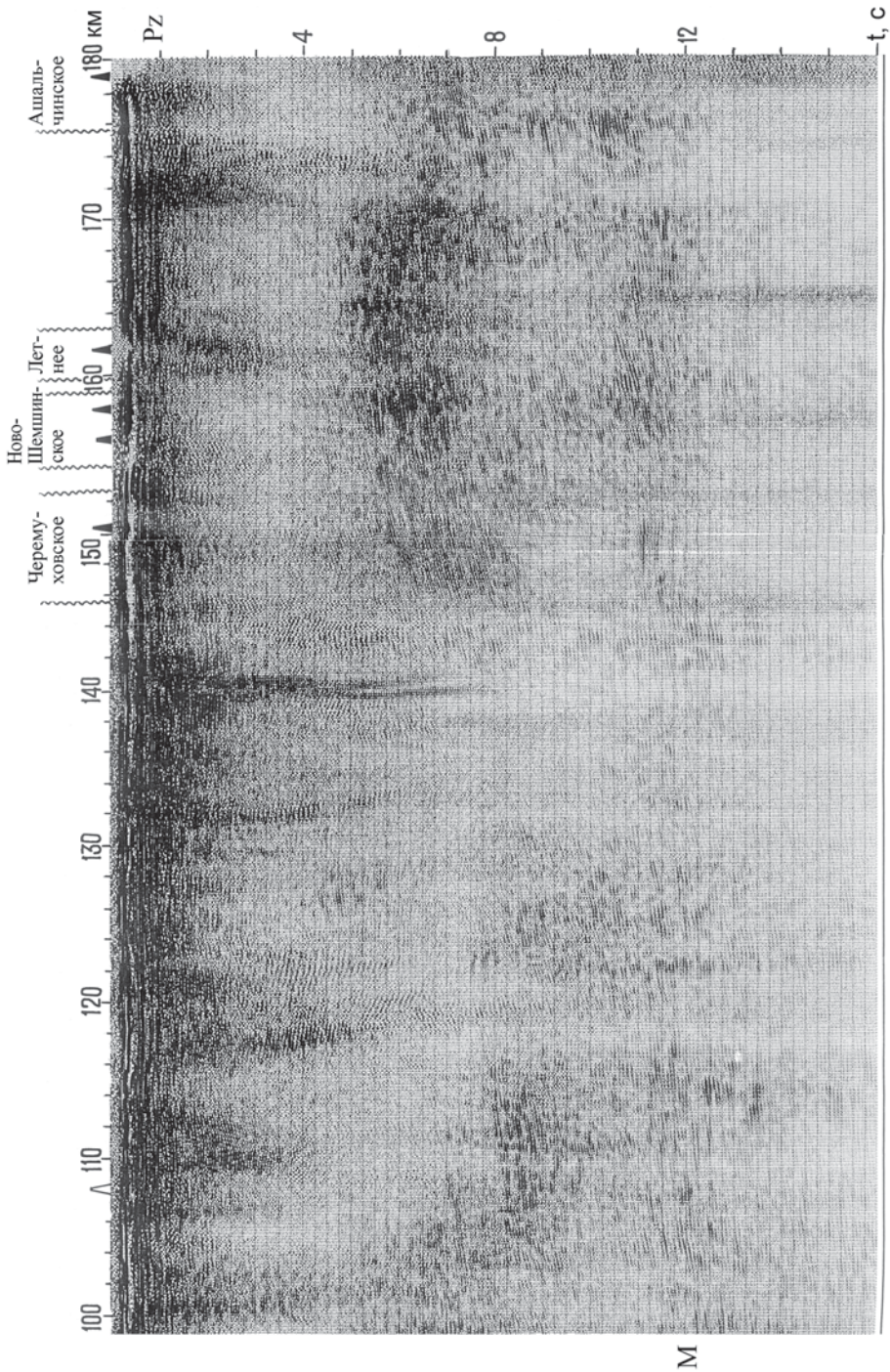


Рис. 32. Временной разрез по региональному профилю 11, фрагмент. Республика Татарстан

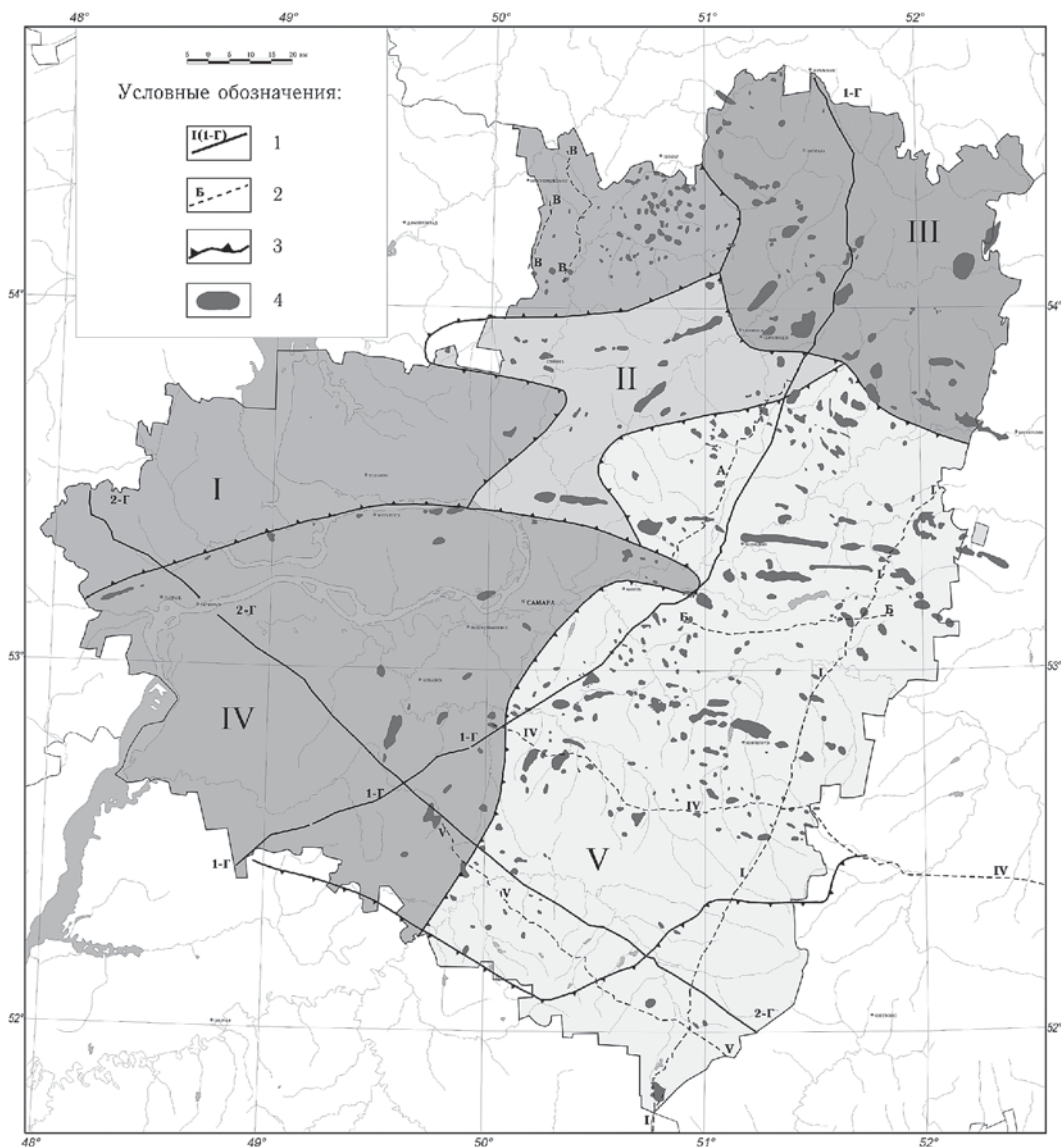
Обращает на себя внимание наличие под нефтяными месторождениями динамических аномалий и иного типа: субвертикальных и крутонаклоненных, сужающихся вниз зон аномально высокой интенсивности записи, по форме напоминающих «морковку» (рис. 32). Такие зоны были названы нами субвертикальными динамическими аномалиями (СДА). Как правило, нижней своей частью они достигают уровня регистрации аномальных зон первого типа и, вероятно, представляют собой участки дезинтегрированных, нарушенных, трещиноватых пород, которые могли бы быть путями миграции углеводородных флюидов [63].

Выявленные факты оказались принципиально важными для решения фундаментальных проблем нефтяной геологии, для формирования концепции о нефтеподводящих каналах [76], а также, что очень важно с практической точки зрения, они свидетельствовали о возможности создания методики прогнозирования крупных скоплений углеводородов по данным глубинной сейсморазведки МОГТ. Кроме того, они дали мощный толчок для проведения подобных региональных работ на территории соседних республик и областей. В последующие годы такие работы были выполнены в Кировской, Самарской, Оренбургской областях, Республике Башкортостан, Удмуртии, затем в Западной Сибири, Предкавказье, в Тимано-Печерской провинции, а также они были расширены в Татарстане.

### 2.1.2. Региональный профиль 2-Г в Самарской области

Региональный профиль 2-Г прошел по территории Самарской области (рис. 1, 33) и пересек с северо-запада на с юго-восток следующие тектонические элементы первого порядка: юго-западную часть Ставропольской депрессии (СД), сводовую часть и юго-восточный склон Жигулевско-Пугачевского свода (ЖПС), северо-западный борт Бузулукской впадины (БВ).

Основным его назначением было выяснение связей тектоники и нефтеносности осадочного чехла с глубинным строением земной коры, а также получение информации по слабоизученным районам области. Длительность записи была увеличена до 18 с, что обеспечивало глубинность порядка 60–70 км. Но система наблюдений осталась такой же, какая обычно применялась при региональных работах тех лет, а именно: симметричная схема на базе 4750 м при  $X_{\text{max}} = 2375$  м и расстояниях между пунктами возбуждения и между пунктами приема, равными 50 м (табл. 4). В качестве источника возбуждения применялись сейсмические вибраторы СВ-10/180. Тем не менее эти технико-методические средства обеспечили получение самарскими геофизиками (М.Г. Капарович, В.П. Пацев, Л.И. Шестакова и др.) вполне информативных временных разрезов, позволивших изучить особенности строения палеозойского осадочного чехла и достаточно уверенно проследить границу Мохо, что на материалах сейсморазведки МОГТ отмечается не часто. В то же время динамическая выразительность записи была недостаточна, параметры визуализации не всегда позволяли оценить строение крупных тектонических элементов.

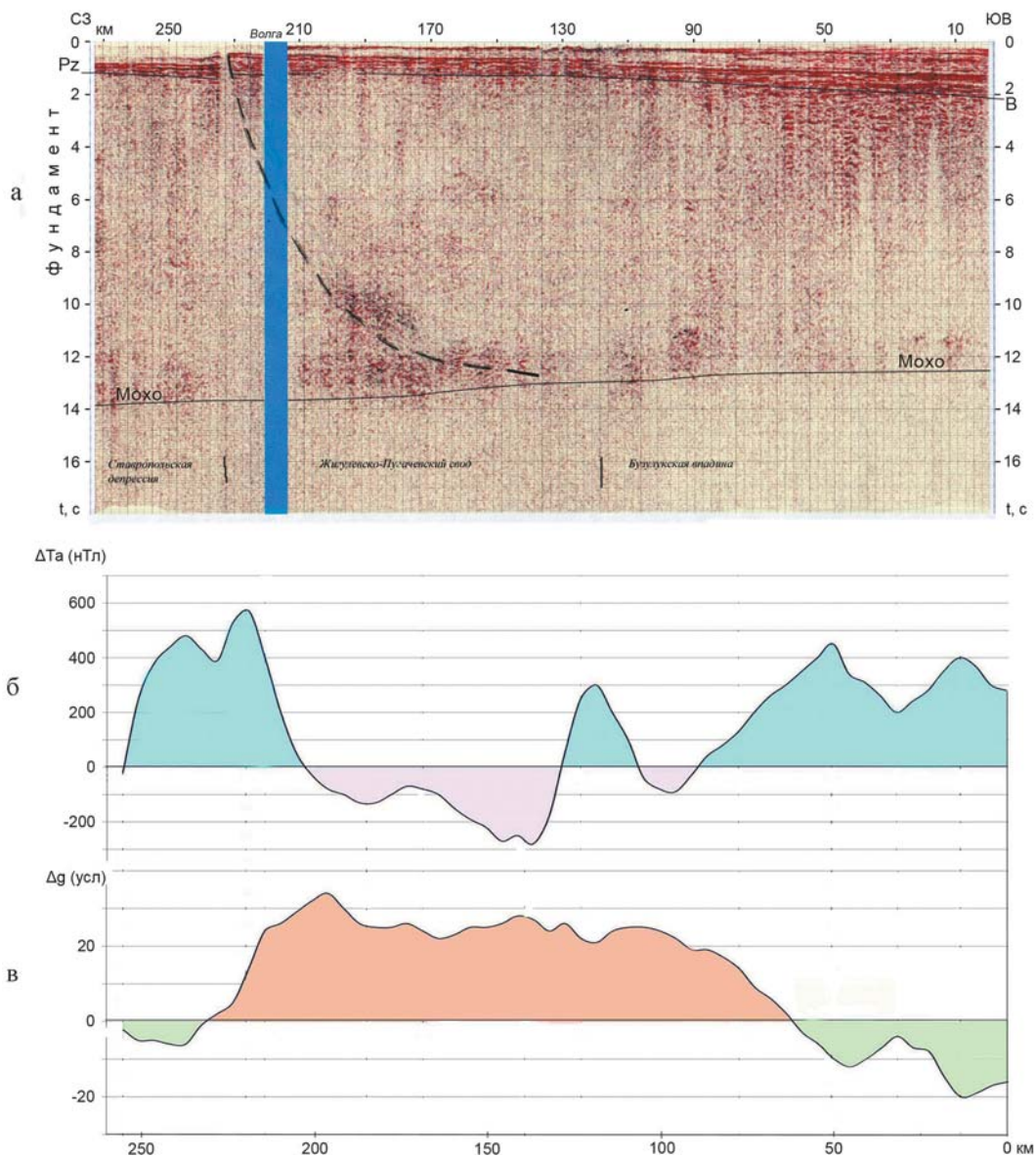


**Рис. 33.** Схема региональных сейсмических профилей. Самарская область, 2001 г.

1 – глубинные региональные профили; 2 – региональные профили обычной глубинности; 3 – границы крупных тектонических элементов; 4 – месторождения. I – Мелекесская впадина, II – Сокская седловина, III – Южно-Татарский свод, IV – Жигулевско-Пугачевский свод, V – Бузулукская впадина

Для улучшения выразительности некоторых объектов в ИГиРГИ проведена дообработка представленных временных разрезов, заключающаяся в применении различных частотных фильтраций и других постстекловских процедур, а также оптимальной визуализации данных. В результате было достигнуто определенное улучшение временных разрезов.





**Рис. 34.** Временной разрез (а) и графики магнитного (б) и гравитационного (в) полей по профилю 2 Г. Самарская область

При анализе материалов основное внимание уделялось изучению особенностей строения фундамента и земной коры в целом и выявлению связей этих особенностей с нефтеносностью и строением осадочного чехла. Вместе с тем определенное внимание было уделено и крупным структурам осадочного чехла. Естественно, для комплексности анализа геолого-геофизических данных привлекались карты гравитационного и магнитного по-



лей, сводные структурные карты по основным стратиграфическим и отражающим горизонтам, карты неотектонической активности, различные геолого-геофизические материалы по глубоким скважинам и другие данные. Рассмотрим основные результаты исследований по этому профилю.

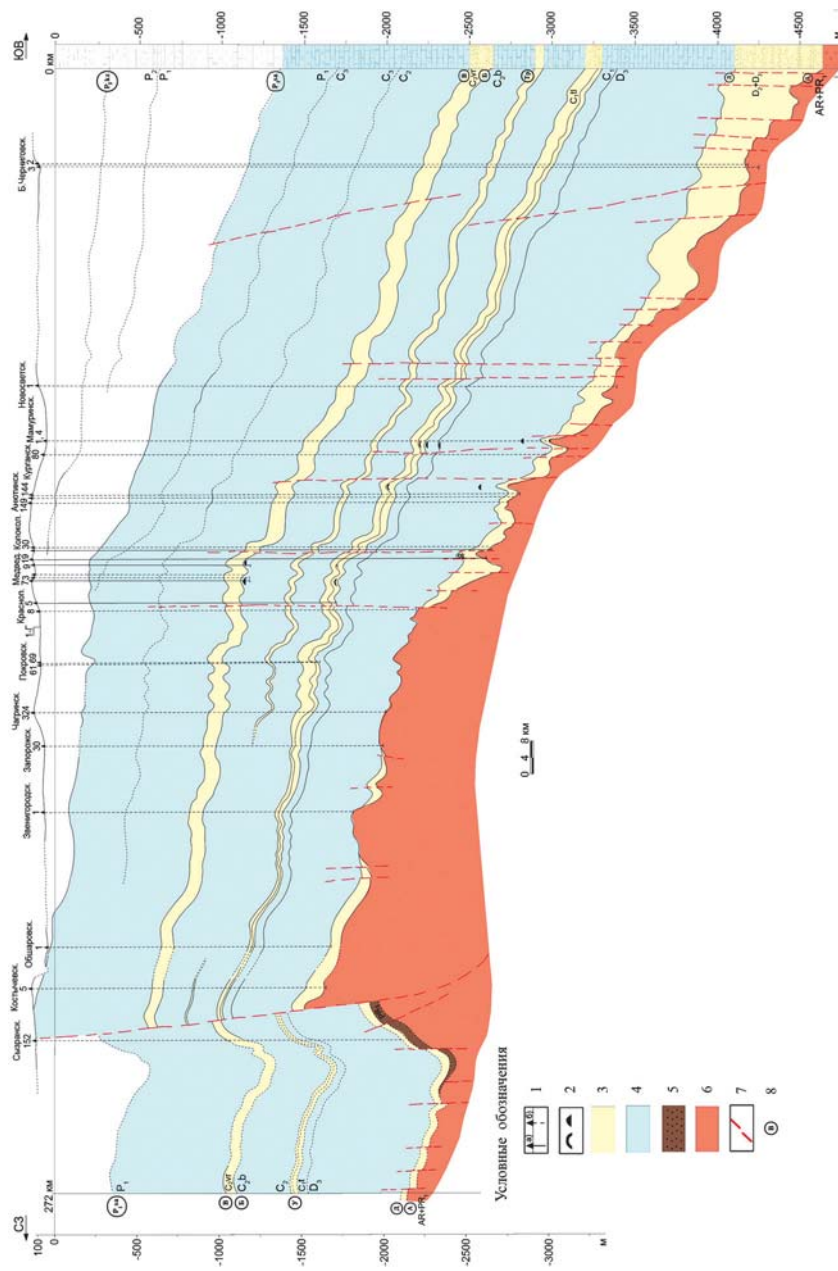
Региональный сейсмический профиль 2 Г является одним из немногих в Волго-Уральском регионе, на котором, как уже говорилось, достаточно уверенно прослеживается граница Мохоровичича. На временных разрезах она выделяется на временах 11–13 с в виде расслоенной толщи (рис. 34, а), отображающей, вероятно, зону перехода от нижней коры к верхней мантии. В соответствии со взглядами академика Ю.Г. Леонова [32–34], расслоенность имеет тектоническую природу, а сама граница М является мощнейшим горизонтом срыва и течения вещества.

В верхней части этой расслоенной зоны наблюдаются наклонные или, точнее, выполаживающиеся вниз (листрические) оси синфазности. Причем восстание этих осей по профилю меняется, в юго-восточной части профиля преобладает юго-восточное, а в центральной части, соответствующей Жигулевско-Пугачевскому своду, – северо-западное. В интервале профиля 175–205 км на временах 9,5–11 с наблюдается интенсивная динамическая аномалия с заполняющими ее осями синфазности также преимущественно северо-западного восстания. Такого же направления волны наблюдаются и в других интервалах разреза.

Выделенные в разрезе земной коры границы, сам облик временного разреза свидетельствуют о формировании Жигулевско-Пугачевского свода в обстановке тангенциального сжатия, что подтверждается и высокими значениями поля силы тяжести по данным гравиразведки (рис. 34, в). А сам Жигулевский разлом представляет собой гигантский взбросо-надвиг, ложем которого является граница Мохо. Это полностью подтверждает выводы В.А. Лобова о надвиговой природе Жигулевского вала [37], но в дополнение к ним свидетельствует о его глубинной природе.

В районе Жигулевского вала на временном разрезе следится слабая пологая, до 30–40° плоскость взбросо-надвига, секущая весь осадочный чехол и корнями уходящая в фундамент. Амплитуда взброса достигает 375–400 м, а горизонтальное перемещение «аллохтона» – до 2 км на северо-запад.

Фронтальная часть взброса-надвига по сейсмической картине очень сложная. Как показали последующие исследования, плоскость нарушения расчленяется на отдельные ветви, а несколько западнее, в районе 232–235 км отмечается почти вертикальная зона потери корреляции (зона возможного дробления) глубоко проникающая в фундамент (рис. 34, а). Следует подчеркнуть, что следы этих тангенциальных напряжений отмечаются далеко на юго-востоке уже в пределах северо-западного борта Бузулукской впадины. Так, на временном разрезе профиля 2 Г и его преобразованиях в 6–8 км северо-западнее Черниговской скв. 2 и 3 в осадочном чехле наблюдаются два пологих нарушения взбросового характера. Одна плоскость рвет породы фундамента, девона и затухает где-то в карбонатах нижнего–



**Рис. 35.** Сейсмогеологический разрез осадочного чехла по профилю 2 Г (составил В.Т. Хромов):

1 – глубокие скважины, номер: а) на профиле, б) снесенные; 2 – ориентировочное положение залежи нефти; 3 – терригенные породы осадочного чехла (нерасчлененные); 4 – карбонатные породы осадочного чехла (нерасчлененные); 5 – терригенные отложения РР<sub>2</sub> (бавл.); 6 – породы кристаллического фундамента (нерасчлененные); 7 – предполагаемые разрывные нарушения; 8 – отражающие горизонты

среднего карбона. Другая, наоборот, затрагивает отложения нижней перми и исчезает где-то на границе среднего и нижнего карбона [81].

Доминирующими же на этом профиле являются крутопадающие разрывные нарушения с опущенными в подавляющем количестве случаях юго-восточными висячими крыльями (рис. 35). Их амплитуда колеблется от 20 до 100 м и увеличивается с глубиной. Несколько нарушений (в районе Краснополянских скважин, Медведевского и Аниютинского месторождений, Курганской и Новосветской скважин 80 и 1 соответственно) прослеживаются в осадочном чехле до уровня верейского горизонта.

Характерными являются повышенная плотность нарушений и зон дробления (разуплотнения), отмечаемая юго-восточнее Медведевского месторождения, и слабая раздробленность фундамента и низов осадочного чехла на самом Жигулевско-Пугачевском своде. Если на своде выделяются два, максимум три крупных блока фундамента, то на юго-восточном склоне и борту Бузулукской впадины их можно выделить до 5–6 и более.

В Ставропольской депрессии раздробленность основания имеет как бы промежуточный характер.

На временном разрезе по региональному сейсмическому профилю 2 Г можно выделить три основных крупных участка с разным характером волновой картины, которая наблюдается практически от поверхности фундамента до границы Мохо (рис. 34, а). Первый из этих участков располагается к северо-западу от глубинного Жигулевского разлома, охватывая южную часть Мелекесской впадины (Ставропольскую депрессию), второй – протягивается к юго-востоку от него и проходит через вершину Жигулевско-Пугачевского свода и его юго-восточный склон, а третий – располагается в пределах юго-восточного склона ЖПС и Бузулукской впадины. Назовем их для краткости и удобства последующего описания северо-западным, центральным и юго-восточным соответственно. Эти протяженные участки профиля и территорий, по которым они проходят, различаются как по глубинному строению, так и по структуре осадочного чехла и фундамента, что конечно влияет и на нефтегазоносность недр.

Наиболее контрастно по характеру записи различаются юго-восточный и центральный участки профиля. Так, на первом из них, соответствующем Бузулукской впадине и части юго-восточного склона ЖПС, наблюдается значительное количество субвертикальных зон аномально высокой интенсивности записи, свидетельствующих о раздробленности, нарушенности, трещиноватости земной коры и, возможно, отображающих нефтеподводящие каналы. Например, в пределах юго-восточного склона Жигулевско-Пугачевского свода следится ряд субвертикальных зон резкой смены интенсивности записи, захватывающих осадочный чехол (интервал профиля 120–140 км, соответствующий Покровскому и Медведевскому месторождениям). Здесь же отмечается развитие многочисленных девонских грабенообразных прогибов (ДГП), протягивающихся вдоль юго-восточного склона ЖПС. По данным Б.З. Даниеляна и др. (2001 г.), здесь выделено более

15 девонских грабенообразных прогибов (ДГП), восточные борта которых перспективны в нефтегазоносном отношении.

На центральном участке, соответствующем сводовой части ЖПС, таких аномалий практически нет. Земная кора здесь представляется в основном сейсмически прозрачной. Поэтому, руководствуясь принципами, изложенными выше, можно сказать, что сводовая часть Жигулевско-Пугачевского свода менее перспективна, чем Бузулукская впадина и юго-восточный склон свода.

Северо-западный участок по этому признаку занимает промежуточное положение: субвертикальные динамические аномалии здесь есть, но они не столь интенсивны, как на юго-восточном участке.

Распределение потенциальных геофизических полей (магнитного, гравитационного) дает существенную дополнительную информацию само по себе, а в комплексе с данными глубинной сейсморазведки – в особенности. Так, по графикам изменения магнитного и гравитационного полей по сейсмическому профилю 2-Г четко видно деление территории на те же три участка (рис. 34, б, в). Юго-восточному и северо-западному участкам соответствуют крупные максимумы напряженности магнитного поля ( $\Delta T_a$ ) интенсивностью до 500–550 нТл и интенсивные минимумы гравитационного поля, характеризующиеся отрицательными значениями  $\Delta g$  до -10–20 мГл. Центральному участку, наоборот, соответствуют отрицательная аномалия  $\Delta T_a$  (-100–200 нТл) и повышенные значения  $\Delta g$ , образующие региональный максимум поля силы тяжести.

Следует отметить, что вся территория Жигулевско-Пугачевского свода характеризуется отрицательным магнитным полем с мозаичным распределением мелких изометричных аномалий. Как и в случае сейсмических аномалий, участок профиля от Покровского до Медведевского месторождений (110–142 км) в магнитном поле выделяется локальным максимумом ( $\Delta T_a$  до +300–350 нТл) на фоне отмеченного выше регионального минимума. На картах магнитного поля достаточно четко прослеживается приуроченность нефтяных месторождений к градиентным зонам поля  $\Delta T_a$  [81].

Характер распределения физических полей по региональному профилю 2 Г позволяет сделать следующие выводы:

1. На территории Бузулукской впадины фундамент и более глубокие части земной коры характеризуются значительным количеством разломов и разуплотненных зон. Открытие здесь Северо-Флеровского и Куцебовского месторождений углеводородов, а также крупных нефтяных и газоконденсатных на сопредельных территориях Оренбургской области (Зайкинского, Росташинского, Долинского и др.) ставят эту территорию в разряд наиболее перспективных.

2. Жигулевско-Пугачевский свод, вероятно, вследствие сильных горизонтальных напряжений, обусловивших формирование Жигулевского взброса-надвига, представляет своего рода монолит и характеризуется в целом высокой плотностью и относительно редким проявлением разломов



(за исключением юго-восточного склона от Покровского до Медведевского месторождения, о чем говорилось выше). Здесь вряд ли можно ожидать выявления крупных скоплений углеводородов.

3. Ставропольская депрессия более перспективна, чем вершина Жигулевско-Пугачевского свода. Если в результате поисковых сейсморазведочных работ будут обнаружены локальные структуры, то здесь возможно открытие месторождений углеводородов.

В заключение отметим, что глубинные сейсмические исследования в Самарской области продемонстрировали существенный прирост геологической информации и позволили в комплексе с другими методами исследований обосновать перспективные направления дальнейших нефтепоисковых работ. Продолжить такие работы рекомендовано на территории Бузулукской впадины и на юго-восточном склоне Жигулевско-Пугачевского свода. На территории Ставропольской депрессии целесообразна постановка площадных регионально-зональных работ.

Важнейшим методическим результатом анализа геолого-геофизических данных по профилю 2 Г стало то, что они приблизили к пониманию связей глубинного строения земной коры со строением и нефтеносностью осадочного чехла и позволили целенаправленно проектировать глубинные сейсмические исследования на геотраверсе «Татсейс».

## **2.2. Геотраверс «Татсейс»**

### **2.2.1. Цели и задачи работ**

Результаты глубинных сейсмических исследований, а именно наличие ярких динамических аномалий под нефтяными скоплениями в глубинных частях земной коры (Татарстан) и четко проявляемой приуроченности нефтяных месторождений Жигулевского вала к глубинному взбросо-надвику (Самарская область), показали принципиальную возможность разработки методики прогнозирования крупных скоплений углеводородов на основе глубинной сейсморазведки МОГТ. Для решения такой задачи в качестве обучающих требовались достаточно протяженные региональные профили, пересекающие нефтегазоносные провинции или крупные зоны нефтенакпления. Однако в связи со спецификой планирования геологоразведочных работ отработанные к тому времени региональные профили располагались в пределах одного отдельно взятого административного образования (или лицензионного участка), не всегда оптимально и в ряде случаев не увязывались с профилями на соседних территориях. Это затрудняло или делало невозможным изучение сравнительных характеристик крупных тектонических элементов, нефтеносных и слабоизученных земель.

С целью получения качественно новой информации и наращивания полученных ранее результатов нами была обоснована отработка регионального профиля большой протяженности, пересекающего Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию с северо-запада на юго-восток и проходящего



**Рис. 36.** Положение на схеме тектонического районирования фундамента Волго-Камской антеклизы геотранверса «Татсейс» и других иллюстрируемых в разделе 2 региональных сейсмических профилей:

- 1 – границы тектонических элементов разных порядков: а – антеклиз, б – сводов, впадин, в – вершин; 2 – нефтяные месторождения; 3 – региональные сейсмические профили;
- 4 – уточненная юго-восточная граница Южно-Татарского свода

через Ромашкинское нефтяное месторождение-гигант (рис. 36). Главной задачей при этом ставилось изучение особенностей строения осадочного чехла и земной коры в целом Северо-Татарского свода, Казанско-

**Кажимского прогиба, Котельнического свода и юго-восточной части Московской синеклизы в сравнении с нефтеносным Южно-Татарским сводом. То есть важнейшей составляющей работ являлось выявление связей размещения нефтяных месторождений с особенностями строения земной коры. В результате должны быть оценены перспективы нефтеносности этих крупных тектонических элементов и выявлены территории, перспективные для нефтепоисковых работ.**

Региональный профиль общей протяженностью более 1000 км был спроектирован по линии Воротиловская СГС – Пижма – Яранск – Мари-Турек – Кукмор – Альметьевск – Стерлитамак, прошел по территории Нижегородской и Кировской областей, республик Марий Эл, Татарстан и Башкортостан<sup>3</sup>. Отработанный профиль полностью пересек надпорядковый тектонический элемент – Волго-Камскую антеклизу и прошел по Московской синеклизе и Предуральскому прогибу и поэтому может иметь статус геотраверса.

В связи с тем что этот геотраверс отработан предприятием «Татнефтегеофизика», а значительная его часть проходит по Южно-Татарскому и Северо-Татарскому сводам и также для удобства изложения и возможных последующих ссылок, нами было предложено дать полученному геотраверсу наименование «Татсейс». Это наименование было воспринято геологической общественностью и используется в специальной литературе.

В юго-восточной части, в районе Стерлитамака, путем корректировки профиля VIII (ОАО «Башнефтегеофизика») он был увязан с геотраверсом «Уралсейс», что в дальнейшем позволяло иметь цельную информацию по профилю общей протяженностью порядка 1600 км, от Урала до Московской синеклизы. Для более уверенной интерпретации данных предусматривалась увязка геотраверса «Татсейс» дополнительными профилями «рассечками» со сверхглубокими скважинами Воротиловской, Миннибаевской, Туймазинской, а также комплексирование сейсморазведочных наблюдений с электроразведочными, гравиметрическими и атмогеохимическими.

## **2.2.2. Методика сейсморазведочных наблюдений и проектирование профиля**

Методика сейсморазведочных наблюдений на геотраверсе определялась в первую очередь характером поставленных задач. Так, для изучения глубинного строения земной коры более приемлемы расстановки с большими удалениями возбуждение-прием. В то же время для детального изучения палеозойского осадочного чехла, для выявления возможных связей его строения и нефтеносности с особенностями строения консолидированной земной коры требуется применение плотных систем с небольшими расстояни-

---

<sup>3</sup> Работа выполнена в рамках Госконтракта с МПР РФ. Полевые наблюдения проводились ОАО «Татнефтегеофизика». Научно-методическое сопровождение работ и обработка данных осуществлялись ФГУП ИГиРГИ.

ями между пунктами приема. Таким образом, система наблюдений должна быть достаточно универсальной и обеспечивать равномерное изучение разреза в необходимом диапазоне глубин. При этом, как и на предшествующих этапах региональных работ, учитывались относительно невысокая степень дифференциации докембрийских образований по акустическим свойствам и высокий уровень помех на больших временах, в том числе кратных волн, связанных с горизонтами осадочного чехла.

Отсюда следовало, что расстояние между пунктами приема не должно превышать максимального, применяемого в регионе при изучении горизонтов палеозоя, а кратность профилирования не должна быть меньше, чем при стандартных наблюдениях. С учетом изложенного и опыта сейсморазведочных работ в Татарстане и на сопредельных территориях была выбрана следующая методика: система наблюдений асимметричная; длина расстановки 12000 м; количество активных каналов 240; максимальное удаление возбуждение-прием 10000 м; расстояние между пунктами приема 50 м; расстояние между пунктами возбуждения 100 м; кратность – 60. В качестве регистрирующей аппаратуры использовалась телеметрическая система INPUT/OUTPUT SYSTEM TWO. Длина полезной записи составила 20 с, шаг квантования – 4 мс (табл. 4).

Вследствие проложения профиля через разрабатываемые нефтяные месторождения, где развита густая сеть коммуникаций, применение взрывных источников было невозможным. Было решено использовать мощные сейсмические вибраторы Hemi-50 с максимальным толкающим усилием 23 т. Они применялись в группе из 5–6 штук на базе 50–55 м; на каждом пункте возбуждения отрабатывалось 5–8 воздействий. Параметры свип-сигнала, уточненные в ходе опытных работ, были следующими: начальная частота 14 Гц, конечная – 70 Гц, длительность свип-сигнала 20 с. В целом можно отметить, что примененные технико-методические средства обеспечили получение кондиционных материалов, что явилось основой решения поставленных геологических задач.

Для достижения максимальной информативности результатов региональных сейсморазведочных работ большое значение имеет оптимизация проложения профиля. Предложенное при обосновании постановки работ положение геотраверса отображало лишь его принципиальный характер. С целью повышения информативности были собраны и проанализированы материалы магнитных и гравиметрических съемок, данные дешифрирования аэрокосмических снимков, особенности структуры фундамента, размещения нефтяных месторождений. В качестве основного принципа корректировки проложения геотраверса принято следующее: профиль должен пересечь наиболее контрастные положительные и отрицательные аномалии потенциальных геофизических полей, крупные нефтяные месторождения, а также аномалии, выявленные в результате дешифрирования аэро- и космоснимков.

Из-за условий местности и других причин фактическое проложение профиля отличается от рекомендованного, в некоторых случаях существенно.



Так, из-за запретов землепользователей не удалось пройти через интенсивный магнитный максимум, расположенный в пределах Ромашкинского месторождения. В дальнейшем необходимо изучить возможность отработки специальной расщелины для изучения этой аномалии. В целом же руководство полевой партии и исполнители работ сделали все возможное для оптимального проложения геотраверса.

Значительная потеря информации при региональных работах может быть связана с крупными естественными преградами. Так, отработанный геотраверс пересек р. Кама у п. Камские поляны, где расстояние между крайними пикетами на противоположных берегах составляло 6 км (с учетом большого количества стариц на левом берегу и заболоченности подступов к реке). Применение здесь используемой на профиле методики отстрела привело бы к полной потере информации на этом участке. Поэтому при форсировании Камы было [84] предложено трансформировать систему наблюдений во фланговую с минимальным выносом ПВ, равным 6 км, чтобы расположить приемную расстановку и пункты возбуждения на разных берегах. Максимальное удаление взрыв-прибор здесь составило 22 км (с учетом кривизны профиля). На обоих берегах отработано по 60 дополнительных ПВ с шагом 100 м. Предложенная трансформация системы наблюдений позволила получить информацию о глубоких (5 сек и более) отражающих границах в земной коре.

Таким образом, целенаправленный подход к выбору методики полевых работ и применяемых технических средств, а также комплексный анализ геолого-геофизических материалов для оптимизации проложения геотраверса позволили получить кондиционные полевые материалы и тем самым создать основу для решения поставленных геологических задач.

### **2.2.3. Особенности обработки данных**

Обработка сейсморазведочных материалов производилась на вычислительной технике Sun Microsystem с использованием обрабатывающего комплекса FOCUS.

Процесс обработки подразделялся на два этапа:

1) получение временных разрезов с длиной записи 4 с для обеспечения максимальной геологической информативности в интервале регистрации отражений от границ в осадочном чехле и в верхней части кристаллического фундамента;

2) получение временных разрезов с длиной записи 20 с для изучения глубинного строения земной коры.

Первый этап включал в себя процедуры, обычно применяемые в нефтяной сейсморазведке. Однако, исходя из регионального характера поставленных задач, упор делался на повышение соотношения сигнал/помеха. В связи с этим параметры процедур выбирались более мягкими, чем обычно применяемые для достижения высокой разрешенности записи.

Получение кондиционных разрезов на временах до 20 с, когда уровень полезного сигнала чрезвычайно низок, обуславливало применение жесточайшего редактирования исходных записей, исключение из графа обработки деконволюции по полевому материалу и понижение частот полосовых фильтров.

В целом примененные граф и приемы обработки обеспечили получение кондиционных временных разрезов и на этой основе решение главной задачи – выявление связей глубинного строения земной коры со строением и нефтеносностью осадочного чехла.

#### **2.2.4. Краткая геолого-геофизическая характеристика и нефтеносность района исследований**

Геотраверс пересекает в северо-западном направлении Волго-Камскую (Волжско-Камскую) антеклизу и составляющие ее структуры первого порядка: Южно-Татарский и Северо-Татарский своды, разделенные Сарайлинской седловиной, Казанско-Кажимский прогиб, Котельнический свод и входит в Московскую синеклизу (рис. 36). По имеющимся данным, абсолютные отметки поверхности фундамента изменяются в основном от -1,5–1,6 км на сводах до -2–2,5 км в прогибах; максимальное его погружение (до 5–6 км и более) предполагается на юго-восточном окончании профиля. Наиболее высокое положение фундамента отмечено на Воротиловском выступе, где одноименной сверхглубокой скважиной фундамент вскрыт на отметке -415 м.

Состав и свойства пород, слагающих фундамент, наиболее полно изучены в Татарстане, где более двадцати скважин вскрыли архейско-нижнепротерозойский комплекс на глубину от нескольких сотен метров до 4 км, а также на сопредельной территории Башкортостана, где Туймазинская скв. 2000 была пробурена до глубины 4042 м и прошла по фундаменту 2222 м.

Типы вскрываемых в Татарстане кристаллических пород и их скоростная характеристика были представлены в разд. 1.4. Поэтому здесь мы ограничимся данными только по Воротиловской СГС.

В Нижегородской области Воротиловской сверхглубокой скважиной, пробуренной в своде одноименного выступа до глубины 5374 м, по фундаменту пройдено 4824 м. Представлен он [14] архейскими и нижнепротерозойскими образованиями. По составу пород и характеру метаморфизма авторы той же работы условно выделяют две толщи. Верхняя сложена однообразными амфиболовыми, биотитовыми и биотит-амфиболитовыми гнейсами с линзами амфиболитов, среди которых встречаются перидотиты и горнбледиты. Гнейсы, амфиболиты и другие породы местами мигматизированы и гранитизированы. В составе нижней толщи среди кристаллических пород преобладают биотит-амфиболитовые гнейсы с линзами амфиболитов и основных кристаллических сланцев. Присутствуют линзы кварцитов и кварцито-гнейсов, биотит-дистен-силлиманит-гранатовых гнейсов, кальцифиоров и диопсид-скаполитовых пород. Значительный объем нижней

части разреза занимают микроклиновые двуслюдяные граниты и гранито-гнейсы. Кристаллические породы прорваны дайками долеритов и габбро-долеритов.

Акустические свойства фундамента в Воротиловской СГС охарактеризованы по данным АКШ [14].

В интервале 1752–2400 м скорость продольных волн ( $V_p$ ) варьирует в пределах 4–6 км/с; преобладающее значение – 4,7–5,3 км/с.

В интервале 3270–4220 м, представленном нарушенными внедрением даек породами, скорость варьирует в пределах 5,0–6,2 км/с. Преобладающее значение – 5,5 км/с.

В интервале 4220–5250 м  $V_p$  наиболее высокая – 5,8 км/с.

Как видно из приведенных данных, разрез фундамента Воротиловского выступа, как и в Татарстане (разд. 1.4), дифференцирован по акустическим свойствам. Однако, в отличие от геологов Татарстана, авторы работы [14] эту дифференциацию объясняют «наличием в разрезе нескольких литологических разностей с различными скоростными характеристиками».

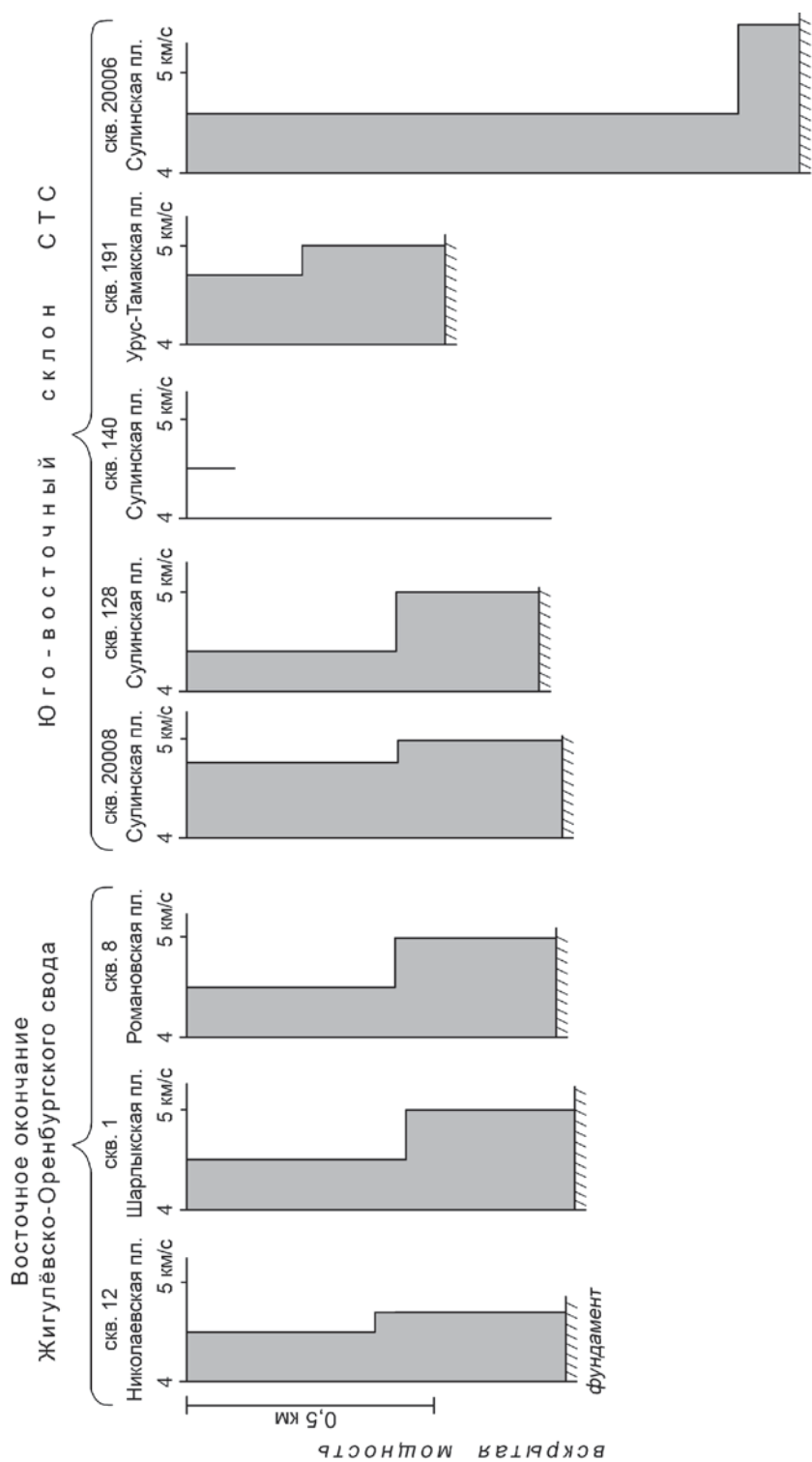
Осадочный чехол представлен в основном палеозойскими и рифейско-вендскими отложениями. Последние, называемые некоторыми исследователями промежуточным комплексом, развиты на северо-западном и юго-восточном окончаниях геотраверса, а также в Казанско-Кажимском авлакогене, но в районе его пересечения профилем ранее не фиксировались.

Мощность рифейско-вендских отложений изменяется от нуля до ориентировочно 4–5 км в районе Стерлитамака. Представлены они красноцветными, преимущественно грубозернистыми кварцевыми и полевошпатово-кварцевыми песчаниками и гравелитами с прослоями конгломератов, алевролитов и глин.

На юго-восточном склоне ЮТС и на Восточно-Оренбургском структурном выступе эта толща по значениям скорости распространения продольных волн подразделяется на две пачки: нижнюю, характеризующуюся скоростью 4700–5100 м/с (рис. 19, 37), и верхнюю, со скоростью 4400–4800 м/с. На северо-восточном склоне ЮТС распределение скоростей более сложное. От поверхности этой толщи и от границ внутри нее регистрируются отражения, в ряде случаев достаточно хорошо прослеживающиеся по площади.

Палеозойский комплекс представлен отложениями девонской, каменноугольной и пермской систем. Разрез в основном карбонатный, высокоскоростной. С имеющими подчиненное (по мощности) значение терригенными отложениями девона, нижнего (яснополянский надгоризонт) и среднего (верейский горизонт) карбона связано образование регионально выдержанных отражающих горизонтов, соответственно Д, У, В. К поверхности нижнепермских отложений приурочена отражающая граница К.

Геотраверс «Татсейс» пересекает как крупные, так и небольшие зоны нефтегазонакопления, а также слабоизученные территории Волго-Камской антеклизы и Московской синеклизы, где нефтегазонакопленность не установлена.



**Рис. 37.** Скоростная характеристика верхнепротерозойских отложений



В пределах района исследований продуктивным в нефтеносном отношении является палеозойский комплекс отложений. В девонско-пермском разрезе известно шесть литолого-стратиграфических нефтегазоносных комплексов: девонский терригенный, девонско-турнейский карбонатный, нижнекаменноугольный терригенный, визейско-верхнекаменноугольный терригенно-карбонатный, нижнепермский карбонатный, верхнепермский карбонатно-терригенный. Здесь выделяются зоны с доказанной промышленной нефтегазоносностью, а также прогнозно-перспективные. Основные разведанные запасы нефти сосредоточены в юго-восточной части геотраверса, где он пересекает крупнейшую зону нефтегазонакопления, связанную с Южно-Татарским сводом (ЮТС).

В пределах Южно-Татарского свода наиболее крупными нефтяными месторождениями являются Ромашкинское и Новоелховское, приуроченные к наиболее приподнятой его части.

Основные горизонты разработки связаны с терригенным девоном. Над ними выявлено множество самостоятельных залежей в каменноугольных отложениях, приуроченных к локальным поднятиям. Всего в пределах Ромашкинского месторождения выявлено более 400 залежей нефти в 16 стратиграфических горизонтах [42, 92].

На юго-восточном склоне ЮТС геотраверс пересекает крупные Сабанчинское, Туймазинское, Серафимовское месторождения. Они многопластовые, но основным горизонтом разработки является преимущественно терригенный девон.

На западном склоне ЮТС более широко развиты залежи нефти в каменноугольных отложениях, приуроченные к локальным поднятиям вдоль валлообразных структур. Залежи нефти в терригенном девоне связаны здесь с малоамплитудными локальными поднятиями.

Далее, к северо-западу геотраверс «Татсейс» проходит по месторождениям юго-восточного склона Северо-Татарского свода, где запасы углеводородов значительно меньше, чем на Южно-Татарском своде. Регионально нефтеносны здесь девонские терригенные отложения. В каменноугольных отложениях залежи нефти приурочены к тектоно-седиментационным поднятиям. К Кукморской вершине СТС приурочены небольшие месторождения в девонских отложениях.

В пределах Казанско-Кажимского авлакогена небольшие притоки нефти были получены на Сырьянской структуре в северной части Кировской области (впоследствии здесь открыто Проворовское месторождение) и в скв. 1-Илеть на территории Республики Марий Эл [18]. Последнее нефтепроявление для проведенных глубинных сейсмических исследований особенно важно, так как Илетская площадь расположена недалеко от геотраверса.

На территории Котельнического свода и восточного борта Московской синеклизы залежи нефти не обнаружены; нефтепроявления не отмечались.

## 2.2.5. О природе отражающих границ в консолидированной коре

При интерпретации данных глубинной сейсморазведки МОВ-ОГТ вопрос о природе сейсмических границ в земной коре является одним из центральных, от его решения зависят основные результаты проведенных исследований. Решению этой фундаментальной проблемы посвящены труды Е.В. Каруса, Е.А. Козловского, О.Л. Кузнецова, Ю.И. Кузнецова, В.С. Ланева, Ю.Г. Леонова, В.Д. Нартикоева, В.Н. Николаевского, Н.И. Павленковой, В.М. Рыбалки, В.А. Трофимова, В.И. Шарова и многих других ученых. Изучение природы сейсмических границ в земной коре является одной из основных задач проводящегося в ряде районов мира сверхглубокого бурения. Так, в работе [41] М.В. Минц с соавт. на основе анализа данных ГСЗ и МОВ в районе Кольской сверхглубокой скважины и петрофизических параметров вскрытых скважиной горных пород отмечают:

1) скорости  $V_p$  для пород гнейсо-амфиболит-магматитового фундамента Печенгской депрессии практически не зависят от степени насыщенности разреза амфиболитами: значения 6,1–6,2 км/с зафиксированы на участках разреза, где их содержание не превышает первых процентов, и там, где ими образовано до 50% разреза;

2) упругие свойства пород различного состава с глубиной выравниваются;

3) начиная с некоторой глубины фактором, определяющим изменение упругих свойств пород с глубиной, становится напряженное состояние горных пород;

4) приуроченность зарегистрированных по МОВ отражающих площадок к интервалам дополнительных тектонических напряжений, определенных на основании анализа некоторых технологических аспектов бурения, и на этой основе связь пологих сейсмических границ с особенностями современного напряженного состояния горных пород в земной коре; в соответствии с этим сейсмические границы могут быть связаны с неотектоническими и современными тектоническими процессами;

5) возможность существования «фантомных» (т.е. проявляющихся в определенном периоде и затем исчезающих) сейсмических границ, не имеющих вещественного выражения в геологической среде.

На основе этих и других изложенных в работе фактов авторы делают важнейшие выводы о том, что размещение субгоризонтальных отражающих границ в северо-восточной части Балтийского щита контролируется не вещественными характеристиками коры, т.е. не границами тех или иных пород, а скачкообразными возрастаниями уровня напряженного состояния горных пород. Отсюда вытекают два следствия:

- во-первых, о широких возможностях изучения земной коры геофизическими методами, в первую очередь сейсморазведкой с тектонофизических позиций;

- во-вторых, о неоправданности глубинных сейсмических построений, в которых «слои» рассматриваются как вещественно индивидуализированные геологические объекты.

В обобщающих работах академика Ю.Г. Леонова [32, 34 и др.] обосновывается тектоническая природа отражений. Из других механизмов формирования отражений в сейсмически расслоенной нижней коре, как отмечает тот же автор, «всерьез могут рассматриваться два из них: во-первых, насыщение нижней коры пластовыми магматическими телами мантийного происхождения... и, во-вторых, эффект повышенного содержания воды и флюидов». Однако в ходе последующих рассуждений Ю.Г. Леонов их не противопоставляет, а рассматривает как дополняющие один другой и делает вывод о том, что «в образовании нижнекорových глубинных надвигов ведущую роль играет триада теснейшим образом взаимосвязанных процессов: повышенный флюидопоток, метаморфизм и тектоническое течение вещества».

Многочисленными данными глубинной сейсморазведки убедительно показано, что в тектоническом строении платформ заметное место принадлежит разрывам листрической формы. Листрические разломы уже в течение многих десятилетий известны в каменноугольных бассейнах. Как отмечает Ю.Г. Леонов, листрические, выполаживающиеся вниз разрывы могут быть разного масштаба и присутствовать на любых уровнях. Если разрыв выходит из области хрупких деформаций и попадает в область пластических течений, он приобретает характер вязкого разрыва и, выполаживаясь, может сливаться с горизонтами пластического течения.

В работе [1] также говорится о разномасштабном листрическом раскалывании всей литосферы платформ и ее отдельных частей вплоть до самых приповерхностных слоев. Иерархия листрических разломов определяется прежде всего глубиной проникновения их субгоризонтальных частей в тектоносферу.

Большое внимание изучению природы сейсмических границ в фундаменте было уделено в Татарстане [64, 70, 71]. Как показано в разд. 1.4, основную роль в формировании волновой картины играют границы, связанные с интенсивной динамической переработкой пород – с зонами дробления, катаклаза, милонитизации, что позволило сделать вывод о тектонической природе этих границ. На временных разрезах они проявляются обычно в виде осей синфазности с выполаживающейся вниз (листрической) формой, что может свидетельствовать о развитии нарушений в обстановке тангенциального сжатия. Вероятно, вывод о тектонической природе границ в верхней части фундамента, основанный на сопоставлении фактических данных бурения и геофизических исследований, имеет в ряду других аргументов определенный вес в пользу аналогичной природы и нижних горизонтов земной коры.

#### **2.2.6. Исследование и характеристика волнового поля; принципы интерпретации**

Волновое поле на полученных по геотраверсу «Татсейс» временных разрезах по сравнению с ранее отработанными в этом регионе профилями глубинного МОГТ носит качественно новый по геологической информативности характер. Это стало возможным благодаря более высокому технико-

методическому уровню выполненных работ и оптимальной ориентировке профиля на большей его части, когда тектонические элементы и разломы пересекались преимущественно вкрест простирания. Рассмотрим основные особенности поля, видимые на временных разрезах.

### 1. Наклонные отражатели

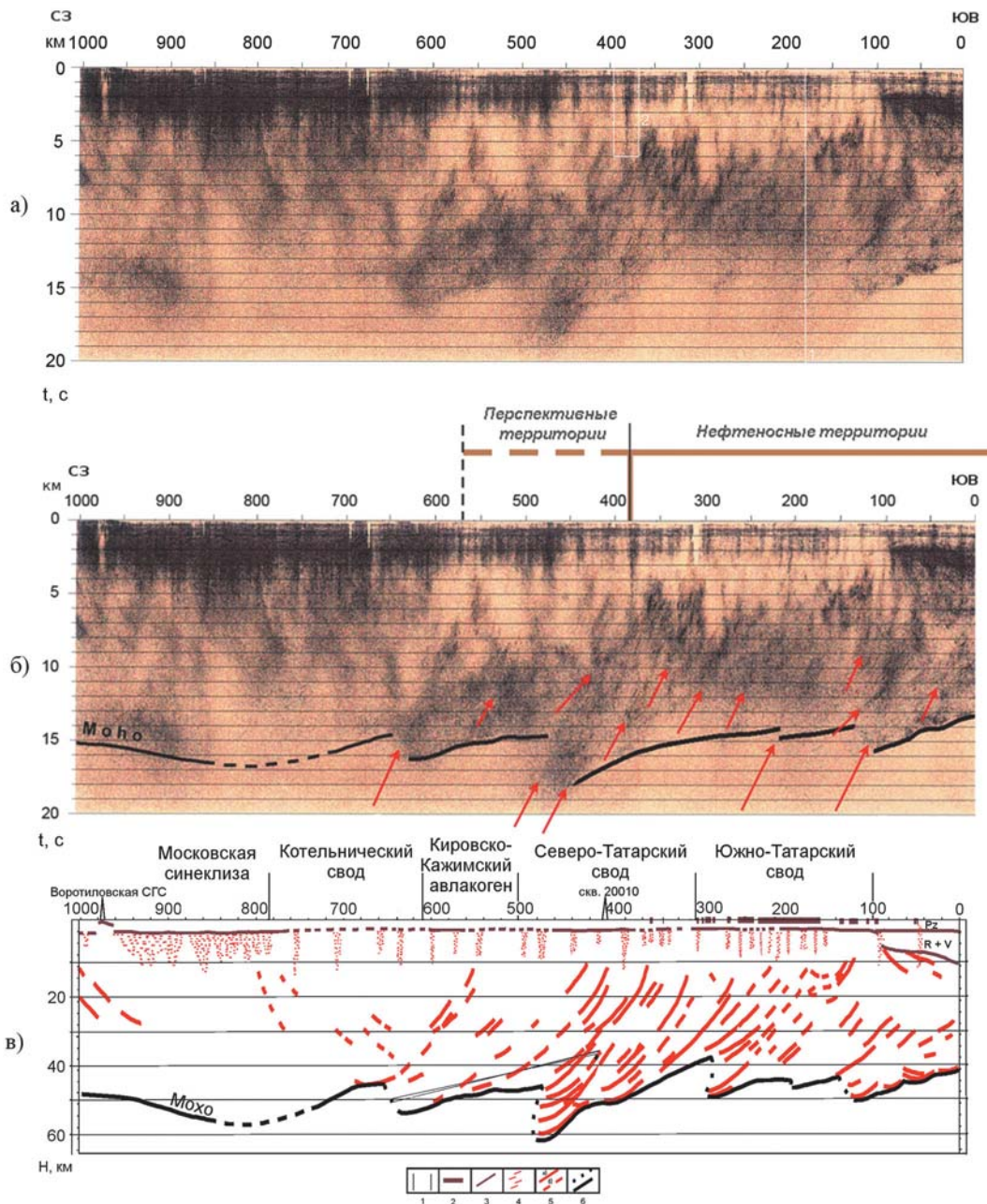
Главной, доминирующей особенностью волнового поля на больших временах является наличие наклонных, восстающих в юго-восточном направлении осей синфазности. Причем наблюдается четко выраженная зональность: эти оси есть в основном в юго-восточной части геотраверса (интервал 100–430 км), где расположены нефтяные месторождения (рис. 38). На увеличенных фрагментах этого же временного разреза структуру волновых пакетов, изменение наклонов отражателей с глубиной, их связь со строением осадочного чехла и размещением нефтяных месторождений можно изучать более детально (рис. 39).

В соответствии с изложенными в предыдущем разделе результатами предшествующих исследований и комплексного анализа геолого-геофизических данных по сверхглубоким скважинам Татарстана, наиболее интенсивные отраженные волны в фундаменте имеют тектоническую природу. Основываясь на этом, можно сделать вывод о том, что наклонные отражатели являются разломами и отображают зоны нарушенных, трещиноватых пород. Судя по форме отражателей, их выполаживанию с глубиной и примыканию к субгоризонтально расслоенным зонам, можно предположить, что образовались они в обстановке горизонтального сжатия и представляют собой взбросо-надвиговые структуры, выделяемые нами и ранее [69–71]. Современная тектоническая активность, наблюдающаяся в нефтяных районах Татарстана, говорит о том, что эти структуры «живут» и в настоящее время.

В отношении углов наклона отражателей (отображаемых ими разломов) можно сказать следующее. Неискаженная информация по наклонам может быть получена, если профиль прошел вкрест простирания изучаемых границ и правильно выполнена процедура миграции. В условиях сложной и существенно трехмерной среды на это рассчитывать трудно. Тем не менее закономерное восстание отражающих границ в земной коре в юго-восточном направлении, наличие явно выраженного преобладающего наклона позволяют предположить, что положение геотраверса было выбрано очень удачно – вкрест простирания основных разломов, а углы их падения определены достаточно точно.

Нижние, наиболее интенсивные части отражателей имеют наклоны от нуля до 15–20°. В средней части земной коры отражатели становятся круче; здесь углы их наклона достигают 35°. В верхней части фундамента и в осадочном чехле разломы становятся крутыми, почти вертикальными и выделяются уже не как отражатели, а по традиционным признакам – субвертикальными зонами резкой смены интенсивности записи и смещениями осей синфазности (рис. 39).

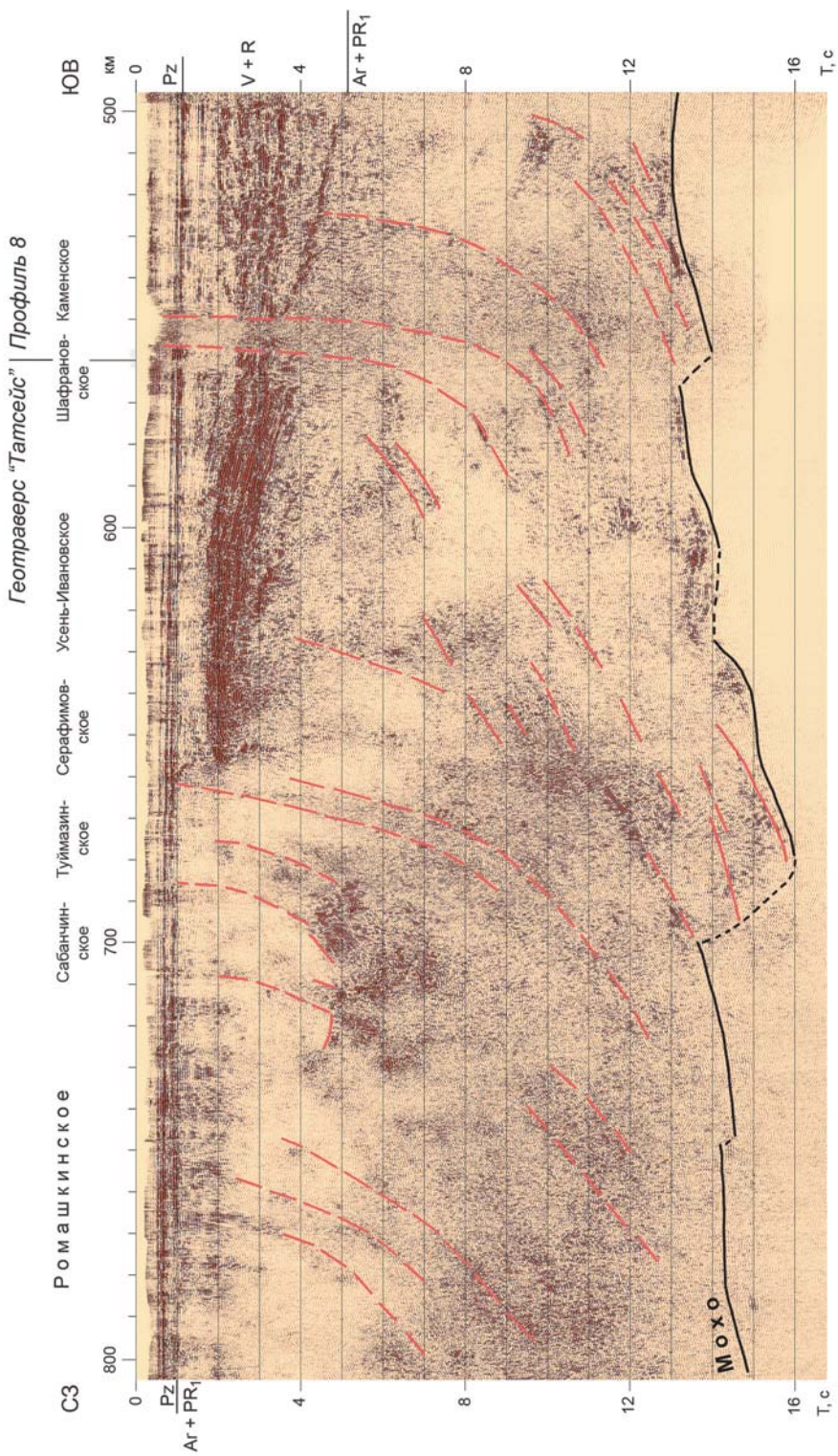




**Рис. 38.** Геотраверс «Татсейс»

*a* – общий вид временного разреза; *б* – с интерпретацией; стрелками показаны наиболее сильные отражатели; *в* – сейсмогеологический разрез земной коры

1 – границы тектонических элементов первого порядка; 2 – нефтяные месторождения; 3 – поверхность кристаллического фундамента; 4 – предполагаемые субвертикальные зоны деструкции; 5 – отражатели в консолидированной коре: а) уверенные, б) неуверенные; 6 – подошва расслоенной зоны – возможная граница М



**Рис. 39.** Сводный сейсмический разрез по геотраверсу «Татсейс» и региональному профилю 8



В некоторых пространственно-временных интервалах отражатели имеют разные наклоны и пересекаются. Это может быть связано с их выполаживанием на разных глубинных уровнях (разные горизонты срыва и течения вещества), а также с регистрацией боковых волн. В этой связи следует отметить целесообразность разработки методики глубинной 3D сейсморазведки и ее постановки на наиболее интересных участках.

Своими нижними частями наклонные отражатели примыкают к нижней, субгоризонтально расслоенной коре, в ряде случаев пересекая ее и выполаживаясь на границе Мохоровичича (М). Однако в некоторых случаях эти отражатели пересекают уровень Мохо и проникают в верхнюю мантию, что наиболее четко видно в интервале профиля 430–480 км (рис. 38,  $t_0 = 15–19$  с). Конечно, можно предположить ступенеобразное изменение глубины Мохо, но столь большое, порядка 15–20 км, маловероятно. Наблюдаемые эффекты требуют своего объяснения, обосновывают необходимость дальнейшего увеличения глубинности исследований.

Интересным и требующим объяснения фактом является наличие существенных различий отражателей в нижней коре по частотному составу. При преобладающих в этой части разреза частотах  $\sim 16–18$  Гц имеются волновые пакеты с гораздо более высокими частотами.

Таким образом, исходя из приведенных особенностей волнового поля и результатов ранее выполненных исследований, можно заключить, что каких-либо оснований для выделения границ вещественных комплексов по полученным временным разрезам не имеется. Регистрируемые наклонные отражатели и выполаживающиеся их части должны интерпретироваться как разломы и соответствующим образом наноситься на сейсмогеологические разрезы, как показано на рис. 38, в.

## 2. Раздел Мохо

Раздел Мохо, определенный еще в начале прошлого века как резкая скоростная граница и принятый за подошву земной коры, был выявлен на основе изучения волн землетрясений и затем многократно подтвержден глубинными сейсмическими исследованиями, базирующимися в основном на изучении преломленных волн. На принципе выделения раздела М по данным глубинных исследований на близвертикальных лучах, в том числе МОВ-ОГТ, единства взглядов у разных ученых нет. По нашему мнению и вслед за рядом исследователей логично определять границу Мохо как подошву сейсмически расслоенной нижней коры. Хотя строгого доказательства этому нет, при интерпретации данных за основу нами был принят именно этот принцип.

На полученном по геотраверсу временном разрезе эта граница прослеживается в целом довольно уверенно (рис. 38, 39). На большей части профиля заметно ее восстание в юго-восточном направлении, особенно четко в интервале 0–140 км, где время ее регистрации уменьшается от 16 до 13 с, или в масштабе глубин – от 52–53 до 42–43 км. Восстание границы М носит не монотонный характер. Так, например, на 480-м, 280-м и 120-м километрах

профиля происходит резкое, ступенеобразное изменение глубины расслоенной зоны. Интересно отметить, что юго-восточнее этих точек происходит аномальное увеличение ее мощности и, как правило, именно здесь отходят от нее, иногда веерообразно, наиболее интенсивные наклонные отражатели. Судя по глубине подошвы расслоенных интервалов в аномальных зонах (до 60–65 км или, в масштабе времени, до 18–19 с) они находятся уже в верхней мантии.

В северо-западной части профиля, примерно в интервале 650–850 км, качество прослеживаемости границы М ухудшается. Тем не менее здесь довольно уверенно прогнозируется ее прогибание. Реальность этого прогибания косвенно подтверждается сменой направления падения отражающих границ в вышележающей толще (во временном интервале 5–12 с). Однако природа этой синклинальной формы неясна. Не исключено, что определенное влияние на характер волновой картины и на рельеф границы М оказало довольно резкое (на 60–70°) изменение направления профиля (примерно на 700 м километре).

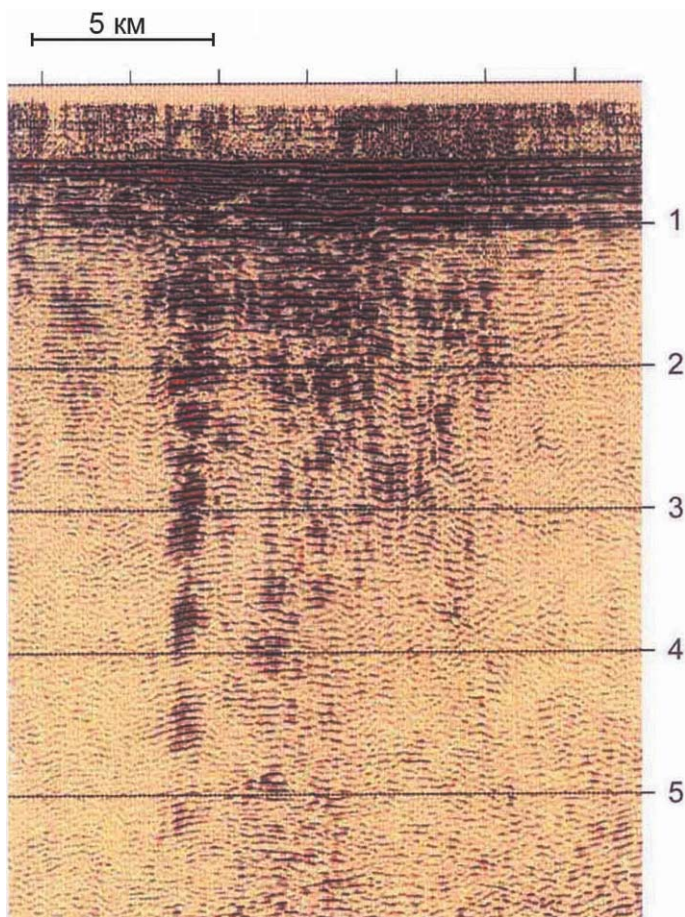
Интересно отметить, что при более детальном рассмотрении подошва расслоенной зоны, отождествляемая на значительном протяжении профиля с границей М, на некоторых участках крайне неоднородна. Например, в юго-восточной части профиля (рис. 38, интервал 0–110 км, рис. 39, интервал 520–670 км) здесь наблюдается чередование очень интенсивных и слабых осей синфазности разной формы и крутизны. Возможно, эти эффекты связаны с образованием отражений границ не в плоскости профиля, а возможно, и с другими причинами.

Подводя итог описанию волновой картины, характеризующей глубинное строение земной коры, отметим, что сам облик временного разреза, рисунок осей синфазности свидетельствуют о широком развитии в юго-восточной части исследуемой территории взбросо-надвиговых дислокаций. Судя по современной тектонической активности в районе нефтяных месторождений Южно-Татарского свода, в Прикамской зоне, в районе р. Вятки, эти дислокации «живут» и в настоящее время. Преобладающее горизонтальное перемещение – в юго-восточном направлении. Вместе с тем в восточной части профиля (в интервале 0–60 км) на временах 2–4 с наблюдаются наклонные оси противоположного направления (рис. 38, 39), что, вероятно, объясняется влиянием Урала.

### 3. Субвертикальные динамические аномалии

Наличие субвертикальных динамических аномалий (СДА) отмечается во многих районах и многими исследователями. Однако вопрос об их природе остается открытым. Одни склонны относить их к технологическим помехам, возникшим (или неподдавленным?) при обработке данных. Другие считают, что подобные аномалии отображают строение геологической среды, вероятные зоны разломов, трещиноватости, деструкции. Для правильной интерпретации данных глубинной сейсморазведки выяснение природы СДА имеет принципиальное значение.

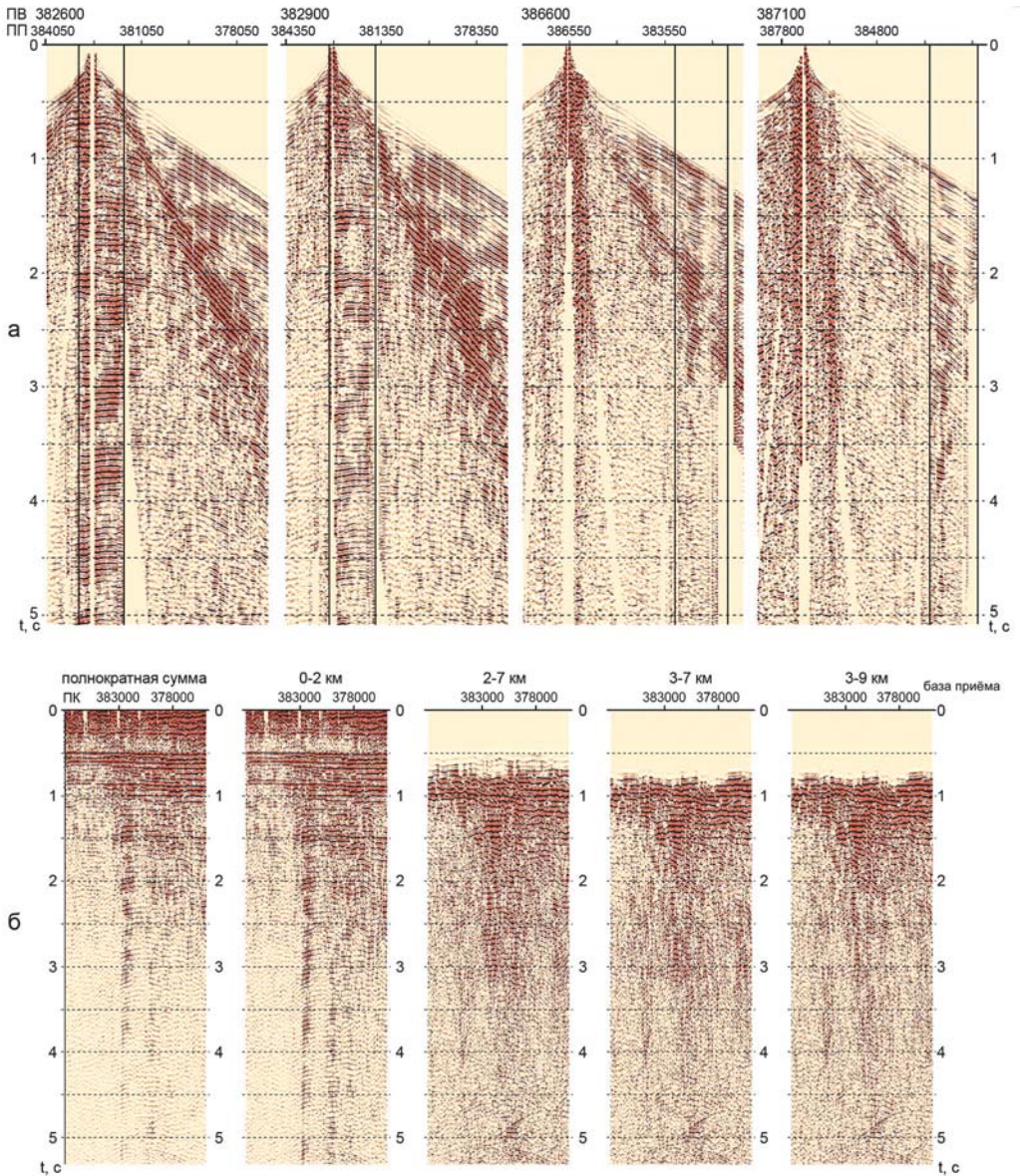




**Рис. 40.** Отображение субвертикальной динамической аномалии

По результатам глубинных исследований МОВ-ОГТ в Волго-Уральской провинции такие аномалии впервые были выявлены в Татарстане на региональном профиле Т 7 на Токмовском своде в районе Карлинских дислокаций (1993 г.), а затем на западном склоне Южно-Татарского свода и в восточной части Мелекесской впадины на региональном профиле 11 (рис. 32). Они представляли собой небольшие по латерали (1–2 км), сужающиеся вниз субвертикальные зоны высокой интенсивности записи, пронизывающие осадочный чехол и фундамент или только фундамент и прослеживающиеся в глубь земной коры, достигая в ряде случаев наклонных или субгоризонтальных отражателей на больших глубинах, иногда до 15–20 км [63].

Субвертикальные аномалии, в некоторых случаях очень интенсивные, выделяются и на геотраверсе, например, в интервале профиля 382–383 км (рис. 38, 40) и др. Прежде всего, отметим, что их характеристики по сравнению с описанными ранее практически не изменились. Обычно они выделяются в интервале 1–3 с, 1–4 с, но в некоторых случаях прослеживаются до 6–7 с.



**Рис. 41.** К анализу субвертикальных динамических аномалий:

*а* – регистрация субвертикальной аномалии на сейсмограммах ОПВ; *б* – разрезы, полученные путем суммирования разноудаленных каналов. Вертикальные линии – интервалы регистрации СДА

Сравнение амплитудно-частотных спектров, полученных непосредственно по аномалиям и по вмещающей толще, показывает, что в одних случаях частотный состав записи почти не различается; в других – на аномалии запись более низкочастотная, почти монохроматическая.

Применявшиеся при производстве работ на геотраверсе «Татсейс» технико-методические средства (расстановка сейсмоприемников с максимальным



удалением возбуждение-прием 10 км при расстоянии между пунктами приема 50 м, мощный виброисточник Нemi 50) в сочетании с высоким уровнем операторской отработки позволили получить кондиционные полевые сейсмограммы, а затем – разрезы неполнократного суммирования. На рис. 41, а показано, как отображается на сейсмограммах ОПВ аномалия, иллюстрируемая рисунком 40. Можно заметить, что наблюдаемая СДА приурочена к одним и тем же пунктам приема. Вероятно, подобные факты позволяли некоторым исследователям высказывать предположения о влиянии на интенсивность записи каких-то приповерхностных, а не глубинных факторов.

Но подобные изменения интенсивности могут быть и в том случае, если субвертикальное геологическое образование начинается от дневной поверхности (или вблизи нее) и продолжается на большую глубину. Вопрос: а есть ли оно на глубине? Или все изменения интенсивности записи связаны только с условиями приема? Ответ на этот вопрос дают полученные неполнократные суммы, в которых участвуют группы каналов, удаленные от пункта возбуждения (ПВ) на разные расстояния (рис. 41, б).

Рассмотрение этих сумм показывает<sup>4</sup>, что наиболее интенсивна и контрастна по сравнению с окружающим полем аномалия, полученная при суммировании ближних (удаления 0–2 км) каналов. Но она существует, хотя и не столь выразительно, и при суммировании удаленных от ПВ групп каналов, т.е. когда участвующие в суммировании отраженные волны на участке аномалии в приповерхностном слое не проходят. Это с высокой степенью уверенности позволяет сделать вывод о том, что на сейсмических временных разрезах субвертикальные сейсмические аномалии не являются технологическими погрешностями, а отображают реальные геологические объекты.

Таким образом, в результате проведенных исследований получены доказательства существования субвертикальных геологических тел. Высказанное ранее [63 и др.] предположение о том, что эти тела отображают зоны трещиноватых, нарушенных пород наиболее вероятно и подтверждается данными гравиразведки, в том числе в параметрах нестабильности гравитационного поля (методика НПП), а также содержанием микроэлементов в почвах.

Вторая сторона проблемы: если мы определились с тем, что СДА отражают реально существующие геологические образования, то необходима разработка приемов, улучшающих их выделение на временных разрезах. Вообще же вопрос о технологии выделения субвертикальных аномалий в будущем требует специального изучения.

### **2.2.7. О связях глубинного строения земной коры со строением и нефтеносностью осадочного чехла**

На представленных результативных временных разрезах четко видно, и это отображено на сейсмогеологическом разрезе (рис. 38), что строение земной коры и верхней мантии под нефтяными месторождениями Южно-

<sup>4</sup> Анализ волновых полей выполнен совместно с А.М. Кузиным и А.П. Петровым.

Татарского свода и юго-востока СТС (интервал профиля 50–360 км) кардинальным образом отличается от других территорий:

– во-первых, здесь наблюдаются глубинные взбросо-надвиги, характеризующиеся высокой отражательной способностью; в северо-западной части профиля в интервале от 610 км и до его окончания (Котельнический свод, Московская синеклиза) наклонные отражатели выделяются, но противоположного наклона и с намного меньшей отражательной способностью;

– во-вторых, в «нефтяной» части профиля наклонные отражатели доходят до уровня Мохо и в ряде случаев входят в верхнюю мантию (интервалы 480–430 км, 290–240 км и др.); на северо-западе таких эффектов не наблюдается; из указанных интервалов наиболее интересен первый, где на временах 15–19 с (ориентировочные глубины 50–65 км) выделяется локальная зона с интенсивной и контрастной по сравнению с окружающей толщей сейсмической записью; именно отсюда отходят несколько наклонных отражателей;

– в-третьих, характер самой границы М также меняется: на северо-западе территории эта граница ведет себя достаточно плавно, погружаясь в восточном направлении от 48 до 54 км (интервал профиля 1000–890 км), а в юго-восточной части профиля на фоне моноклинального подъема наблюдаются резкие изменения ее глубины, сопряженные с отмеченными выше аномальными зонами в верхней мантии.

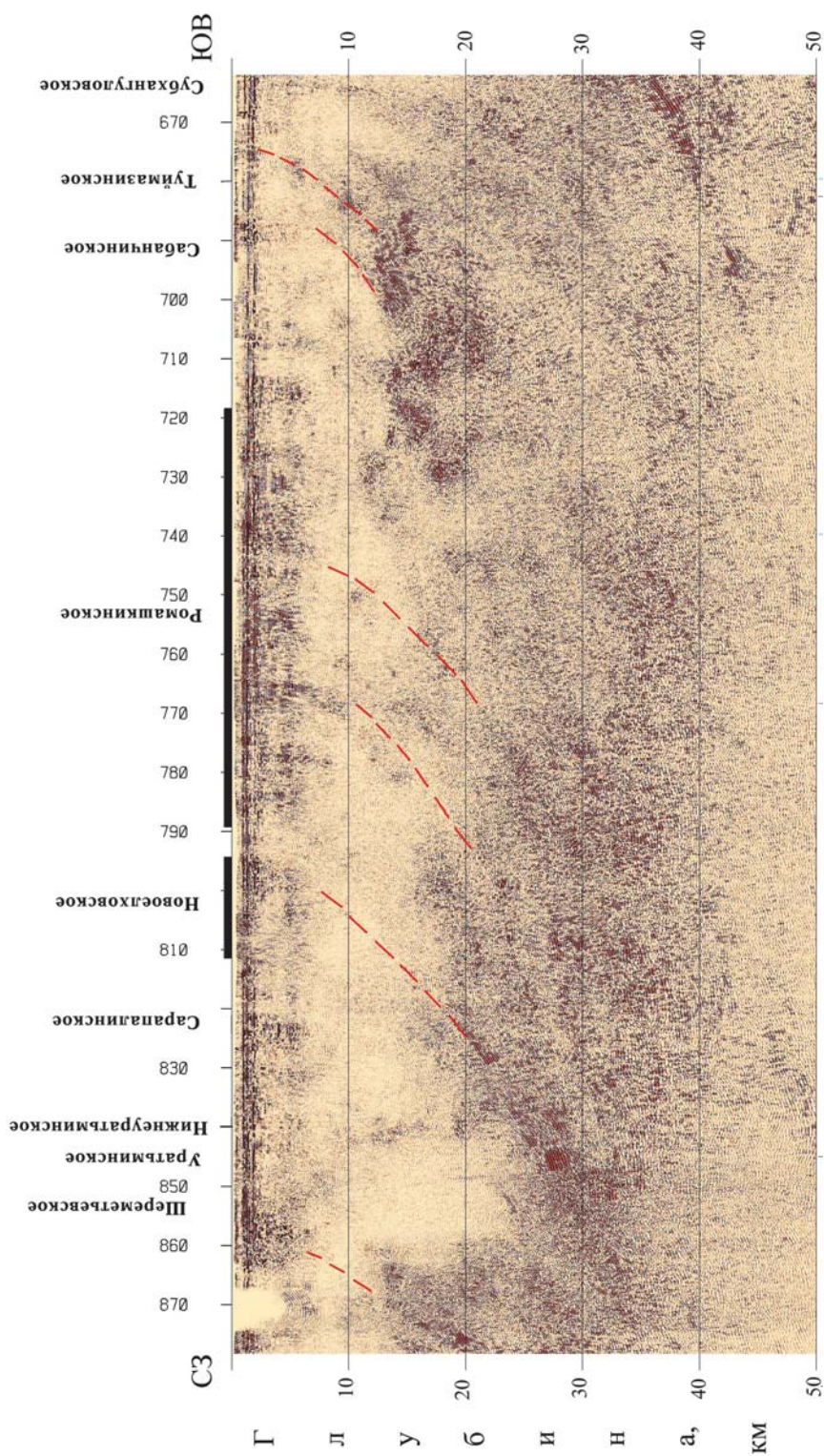
Рассмотрим теперь субвертикальные динамические аномалии (СДА) и обусловившие их геологические образования. Как уже говорилось, наиболее вероятно, что они представляют собой субвертикальные зоны нарушенных, трещиноватых пород. Степень их контрастности по отношению к вмещающей среде различна и, вероятно, связана с относительным разуплотнением пород в субвертикальных зонах.

В отношении расположения СДА на геотраверсе «Татсейс» отметим, что наблюдаются они только на юго-восточной («нефтяной») половине геотраверса. Интересным фактом является приуроченность наиболее контрастных аномалий к северному (381–383 км) и южному (296–298 км) бортам Нижнекамского прогиба Камско-Кинельской системы.

В юго-восточной части геотраверса, где, вероятно, вследствие влияния Урала, наблюдается смена направлений наклонов отражателей на противоположный, отмечаются резкие изменения и в строении нефтяных месторождений. Так, на Туймазинском месторождении крутым является юго-восточный склон, а на Серафимовском, расположенном юго-восточнее границы смены наклонов, – северо-западный.

Субвертикальные аномалии наблюдаются под большинством из пересеченных геотраверсом месторождений: Усень-Ивановским, Серафимовским, Сарапалинским, Шереметьевским, Шийским (Среднекирменский и Малокирменский участки). Но больше всего их под Ромашкинским и Ново-Елховским месторождениями-гигантами (рис. 42).





**Рис. 42.** Иллюстрация приуроченности нефтяных месторождений Южно-Татарского свода к субвертикальным динамическим аномалиям. Последние, в свою очередь, связаны с глубинными структурами земной коры

Менее уверенно или с некоторым смещением СДА наблюдаются под Туймазинским, Нижнеуральским и Субханкуловским месторождениями. Не выделяются СДА под Сабанчинским и Уральским месторождениями, что может быть связано не только с их отсутствием, но и с тем, что СДА имеют небольшие размеры по латерали и профиль через них просто не прошел.

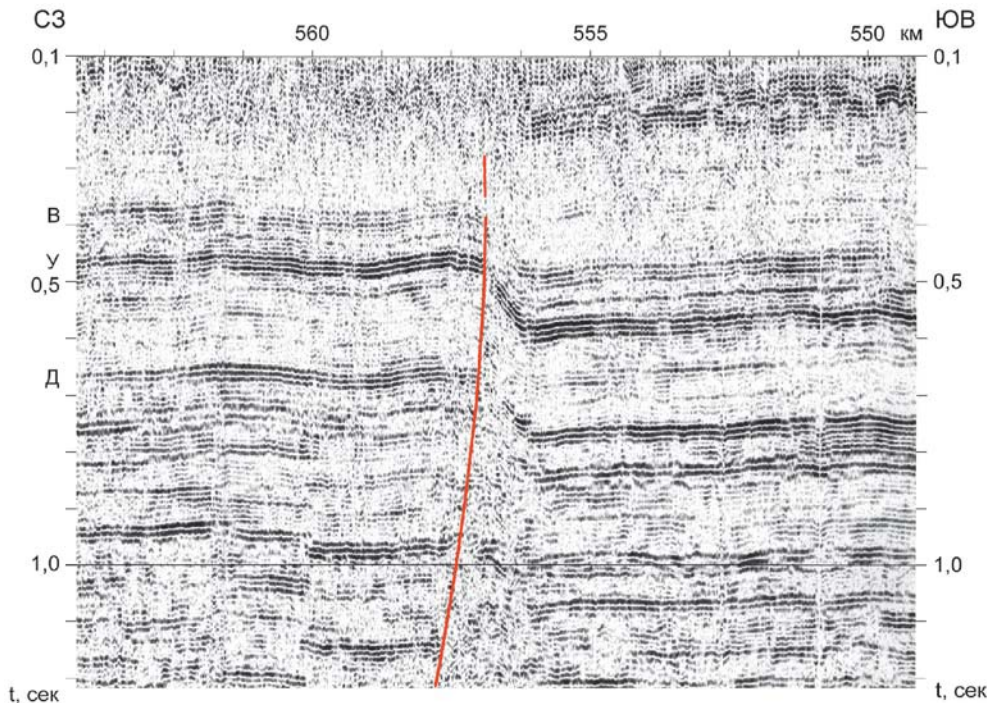
Таким образом, вполне определенная связь размещения нефтяных месторождений с СДА намечается: такие аномалии наблюдаются в пределах месторождений или в непосредственной близости от них. Но означает ли это, что если есть СДА, то есть и месторождение? Видимо, нет. Вероятно, наличие СДА является необходимым, но не достаточным условием. Для формирования же месторождения должен иметь место весь вышеуказанный комплекс факторов, в том числе наличие СДА. Поэтому при оценке перспектив нефтеносности территорий и при поисковых работах наличие СДА видимо следует учитывать как важный дополнительный признак.

Завершая рассмотрение наблюдаемой на сейсмических разрезах волновой картины, отметим, что скорее всего выявленные аномальные эффекты между собой тесно связаны и отображают одно глобальное явление – постоянно идущие геодинамические процессы. Так, наиболее интенсивные наклонные отражатели (листрические разломы) образуются на участках, где граница Мохо интенсивно нарушена (рис. 38). Те же наклонные отражатели, становясь круче с уменьшением глубины, в верхней части фундамента становятся почти вертикальными и фиксируются на сейсмических временных разрезах большей частью в виде субвертикальных динамических аномалий (рис. 39). В осадочном чехле последним соответствуют тектонические разрывы и флексуры (рис. 43). Вырисовывающаяся картина дополняется данными гравиразведки, иллюстрирующими уменьшение поля силы тяжести над субвертикальными динамическими аномалиями, что подтверждает возможную нарушенность пород на этих участках [44]. Всё это может говорить о том, что по данным геофизических методов, прежде всего глубинной сейсморазведки МОГТ, так отображаются нефтеподводящие каналы, по которым происходит подток глубинных углеводородных флюидов.

Свидетельством активности каналов, т.е. наличия современного подтока, может быть наблюдаемая над ними повышенная нестабильность гравитационного поля [44], повышенный уровень микросейсм, наблюдаемых при проведении пассивной сейсмики, а также современная геодинамическая активность нефтегазоносных территорий.

Несомненно, исследования в этом направлении необходимо продолжить, в первую очередь обосновать и пробурить специальную параметрическую скважину на прогнозируемый нефтеподводящий канал.

Таким образом, для условий Волго-Уральской НГП в результате выполненного анализа установлены связи глубинного строения земной коры и верхней мантии со строением и нефтеносностью осадочного чехла. Используя эти связи, по результатам выполненных на геотраверсе работ мож-



**Рис. 43.** Флексура по горизонтам палеозоя. Геотраверс «Татсейс», фрагмент

но наметить участки, перспективные для постановки дальнейших исследований. В будущем, после подтверждения выявленных закономерностей в других районах, их будет возможно более широко использовать в практике нефтепоисковых работ, в оценке перспектив нефтегазоносности слабоизученных территорий и крупных тектонических элементов.

### **2.2.8. О перспективах нефтеносности слабоизученных территорий и о западной границе Волго-Уральской НГП**

Если опираться на выявленные различия в строении земной коры, то изученные геотраверсом территории Котельнического свода и Московской синеклизы (интервал профиля 610–1000 км) малоперспективны. Хотя здесь нужно сделать оговорку в связи с резким изломом профиля (примерно на 700-м километре) и неоптимальным в связи с этим прохождением этих тектонических элементов, особенно Московской синеклизы.

Особое место в сравнительной оценке строения земной коры и перспектив нефтеносности занимает Казанско-Кажимский авлакоген (рис. 36, 44). Здесь, как и в нефтяных районах, наблюдается довольно интенсивный наклонный отражатель (рис. 38), что существенно повышает перспективы этого участка, находящегося на территории Республики Марий Эл и названного нами Ключ-Тулбеньским. Вообще же, судя по количеству



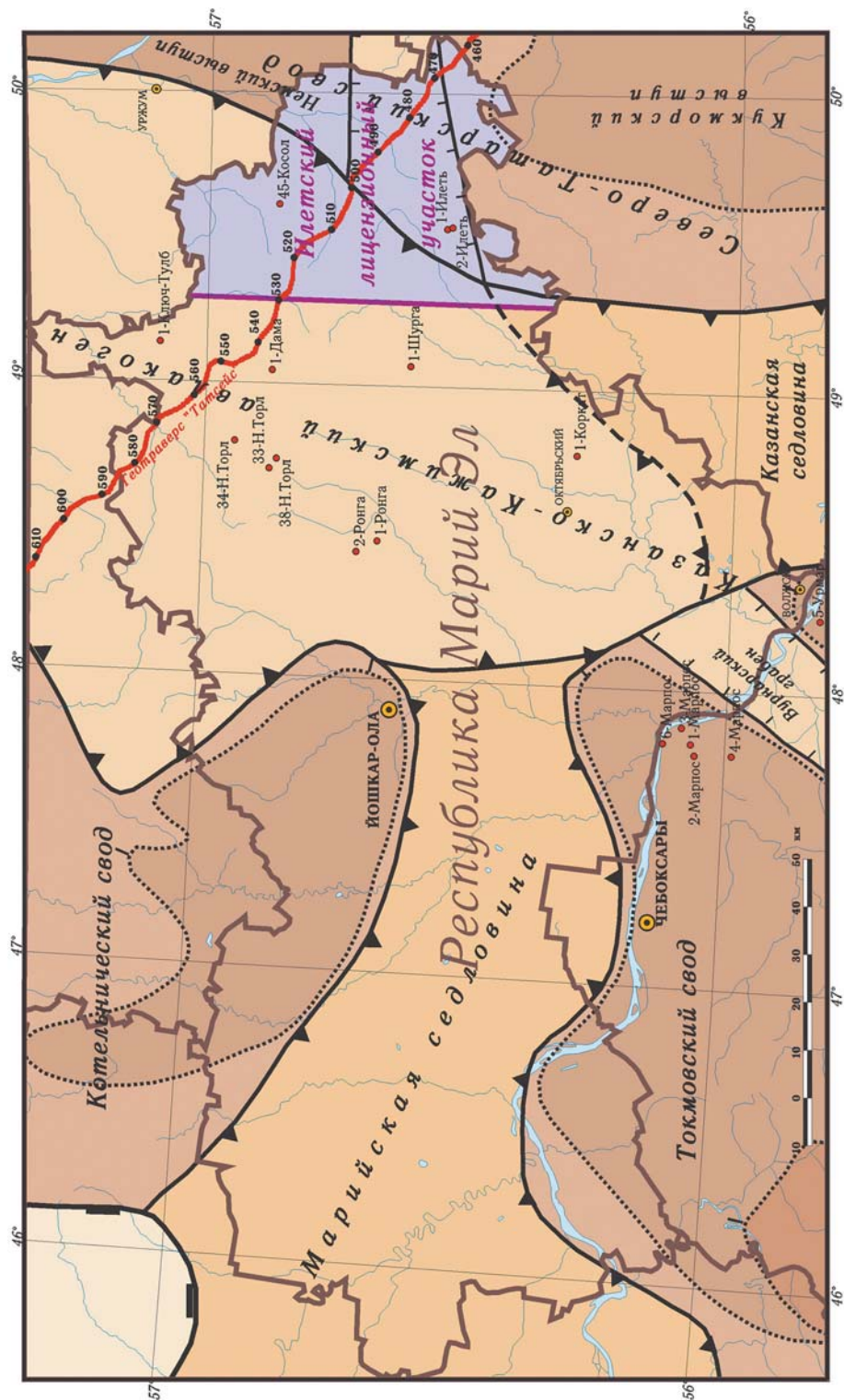


Рис. 44. Положение Республики Марий Эл на тектонической карте Волго-Уральской НГП



(или плотности) наклонных отражателей в земной коре в интервале профиля 400–570 км могут быть открыты небольшие нефтяные месторождения.

В районе предполагаемого выхода наклонного отражателя в верхнюю часть фундамента, по горизонтам осадочного чехла выделяются разрывные нарушения, наиболее крупное из них – на 557-м километре профиля (рис. 43). Привлечение результатов региональных работ, ранее проведенных в этом районе, показало, что это нарушение трассируется по площади в субмеридиональном направлении, соответствует Вятской системе дислокаций и корреспондируется с изменениями магнитного и гравитационного поля. Воспроизведение временного разреза по этому участку геотраверса в более крупном масштабе показывает, что тектоническое нарушение представляет собой флексуру, осложненную разрывами (рис. 43). Плоскость нарушения имеет наклонный характер, но в осадочном чехле она более крута, чем в глубинных частях земной коры.

Кроме того, интересным также представляется участок, названный нами Кукморским, расположенный на территории Республики Татарстан, несколько южнее Кукмора. Здесь также наблюдаются интенсивные наклонные отражатели, к которым в интервале 382–383 км на времени 6–7 с примыкает субвертикальная динамическая аномалия. И также по горизонтам девона наблюдается тектоническое нарушение взбросового типа, выявленное по материалам площадной сейсморазведки в конце 1980-х годов.

Пользуясь выявленными критериями нефтеносности и с учетом данных о тектоническом строении можно вполне обоснованно провести западную границу Волго-Уральской нефтегазоносной провинции вблизи западного борта Казанско-Кажимского авлакогена (по геотраверсу это примерно 570-й километр) и оптимизировать планирование нефтепоисковых работ.

### **2.3. Новый подход к решению проблемы поисков нефти в рифей-вендском комплексе востока Русской плиты**

Результаты глубинных сейсмических исследований по геотраверсу «Тат-сейс» и другим региональным профилям позволили сформулировать новый подход к решению проблемы поисков нефти в рифей-вендском комплексе Восточно-Европейской платформы. Решение этой проблемы могло бы способствовать укреплению сырьевой базы такого старого нефтегазодобывающего региона, как Волго-Уральский, а также открытию месторождений углеводородов в Московской и Мезенской синеклизах. По этой причине в течение многих лет проблема поисков нефти в додевонском комплексе являлась предметом внимания многих геологов [6, 38, 39 и др.]. С течением времени интерес к ней то ослабевал (что было связано с отрицательными, вернее невпечатляющими, результатами бурения), то вновь возрастал, чему способствовало получение новых, вселяющих оптимизм данных [86]. Но как бы то ни было, несмотря на наличие в рифей-вендских отложениях необходимых признаков, определяющих возможность формирования

скоплений углеводородов [39], и на значительное количество пробуренных скважин и нефтепроявлений, значимых месторождений в этом комплексе практически не открыто. В давно известных залежах Пермского Прикамья (Сивинское и др.), в Удмуртии (Шарканское) получены небольшие притоки нефтей, характеризующихся высокой плотностью (950–980 г/см<sup>3</sup>). Вместе с тем на юге Пермской области (Бедряжская пл.), в Оренбургской области (Ольховское месторождение), а также в Московской синеклизе (Даниловская площадь) [86] зафиксированы проявления легкой нефти, что также склоняет к необходимости проведения специальных работ на рифей-венд.

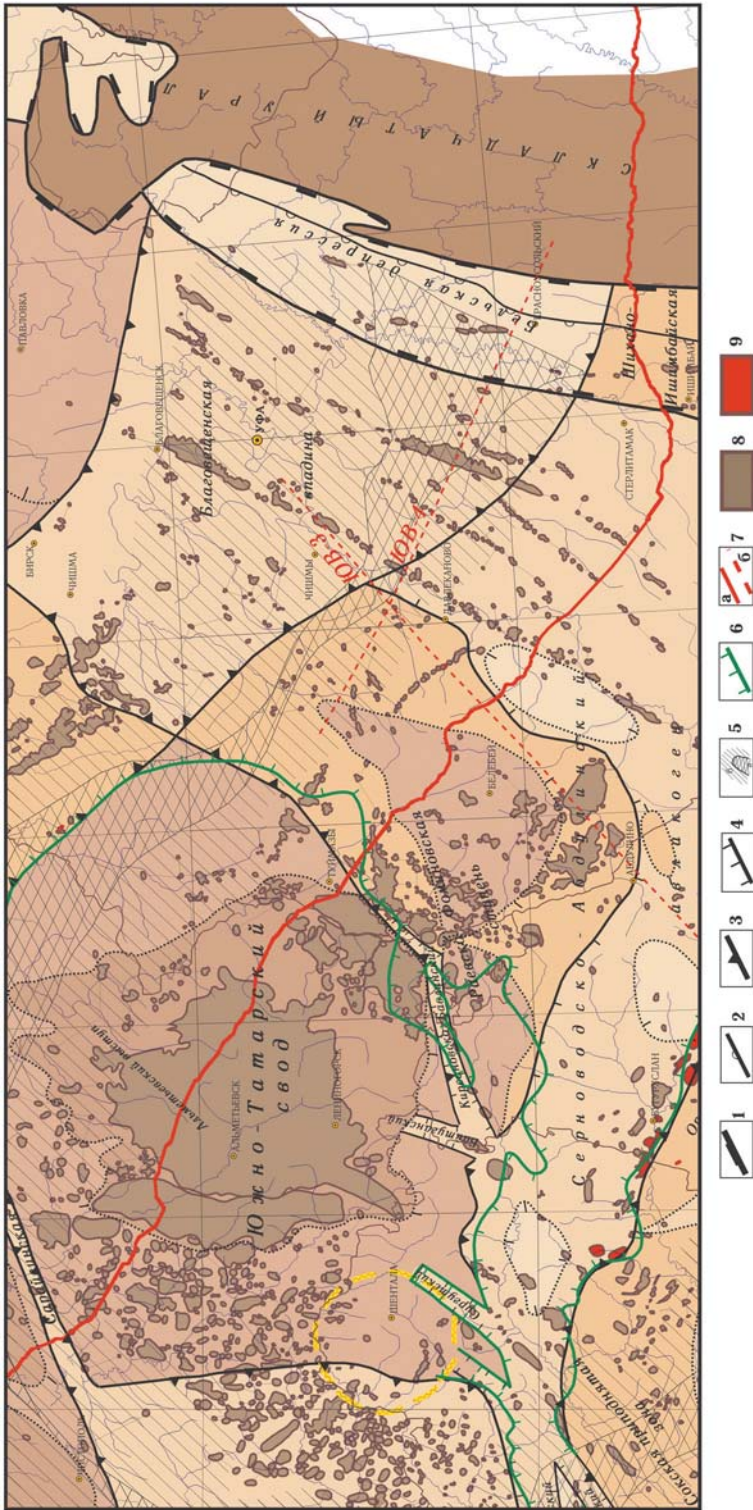
Сложилась тупиковая ситуация: определенных результатов, однозначно свидетельствующих о бесперспективности этой толщи, либо обосновывающих пути поиска скоплений углеводородов, до сих пор не получено. Судя по известным нефтегазопроявлениям, углеводороды явно есть, но найти их залежи уже долгие годы не удастся. Это обуславливает необходимость разработки нового подхода к решению проблемы поисков нефти в додевонском комплексе. Рассмотрим возможность ее решения на основе результатов о глубинном строении земной коры.

Глубинной сейсморазведкой МОГТ, проведенной в Волго-Уральской НГП по региональным профилям, была выявлена связь нефтеносности и особенностей строения палеозойского осадочного чехла с глубинным строением земной коры (разделы 2.1, 2.2). Это позволяет по-иному подойти и к оценке перспектив рифей-вендского комплекса и к методике нефтепоисковых работ на глубокозалегающие горизонты, а также оптимизировать поисковые работы на горизонты палеозоя на территориях, где развит этот комплекс [78].

Как показано в предыдущих разделах, под нефтяными скоплениями, приуроченными к отложениям палеозойского осадочного чехла Южно- и Северо-Татарского сводов, глубинное строение земной коры кардинальным образом отличается от других территорий прежде всего наличием интенсивных наклонных отражателей – глубинных взбросо-надвигов, пересекающих всю земную кору.

В соответствии с разрабатываемой нами концепцией [63, 76] нефтяные месторождения формируются путем восходящей миграции глубинных углеводородных флюидов по нефтеподводящим каналам в различного рода ловушки. Эти каналы, отображаемые на сейсмических разрезах в виде наклонных отражателей с возможным их сочетанием с субвертикальными динамическими аномалиями, вместе с региональными покрывками в отложениях палеозоя обусловили практически площадной характер нефтеносности Южно-Татарского свода и его обрамления (рис. 45).

К востоку от Южно-Татарского свода, где развит рифей-вендский комплекс, уже в пределах Раевско-Фоминовской ступени и особенно далее, степень и характер нефтеносности горизонтов палеозоя резко меняются: во-первых, она становится заметно меньше и, во-вторых, меняется с изометрично-площадной на линейный (рис. 45).



**Рис. 45.** Характер размещения нефтяных месторождений в юго-восточной части Русской плиты

Границы тектонических элементов различных порядков: 1 – региональных; 2 – передовых складок Урала; 3 – первого порядка; 4 – погребенных выступов и сводов фундамента; 5 – прогибы Камско-Кинельской системы: *a* – осевые зоны, *б* – бортовые зоны; 6 – линия выклинивания рифейских отложений; 7 – региональные сейсмические профили: *a* – обработанные, *б* – проектируемые; месторождения: 8 – нефтяные, 9 – нефтегазовые

Совместная обработка сейсморазведочных материалов по геотраверсу «Татсейс» и части регионального профиля 8 (Башкортостан) позволила получить единый сейсмический разрез и под иным ракурсом взглянуть на характер размещения нефтяных месторождений в палеозое, на перспективы нефтегазоносности рифей-вендского комплекса, а также верхней части кристаллического фундамента. Анализ этого разреза (рис. 39) вместе с данными нефтегеологического районирования (рис. 45) позволяет отметить следующие факторы:

1. Наличие на сейсмическом разрезе (интервал 500–660 км,  $t_0 = 1–5$  с) очень интенсивных отражений, связанных с рифей-вендским комплексом.

2. Смена характера и степени нефтеносности палеозойского осадочного чехла в районе развития рифей-вендского комплекса (по сравнению с распложенным западнее Южно-Татарским сводом).

3. Подход к подошве рифейского комплекса глубинных наклонных отражателей, что говорит о перспективности территории.

4. Наличие субвертикальных зон интенсивной нарушенности рифей-вендских отложений; приуроченность к этим зонам известных линейных дислокаций по горизонтам палеозоя и нефтяных месторождений.

Отсюда можно сделать вполне обоснованное предположение о том, что рифей-вендский комплекс может играть роль экрана на пути глубинных углеводородных флюидов. Вероятнее всего нефть следует искать под этим экраном – преимущественно в нижней части рифея или в верхней части фундамента. Например, в качестве экрана для базальных песчаников тюрюшевской свиты нижнего рифея могут служить доломито-алевритовые отложения петнурской свиты, в которых установлена сульфатизация [39]. В целом для вышележащих нижнерифейских песчаных и карбонатных коллекторов флюидоупорами могут быть кварцитопесчаники урмиязинской, аргиллиты и доломиты кубязинской подсвет кабаковской свиты в области ее развития.

Упомянутые же выше линейные зоны по горизонтам палеозоя и пространственно приуроченные к ним нефтяные месторождения расположены над зонами деструкции этих экранов, где их изолирующие свойства были нарушены (рис. 39). Отсюда следует второй важный вывод: по горизонтам палеозоя более перспективны в нефтегазопоисковом отношении ловушки, расположенные над субвертикальными нарушенными зонами рифей-вендских отложений.

В настоящее время трудно сказать, какие именно отложения рифея являются покрывкой. Но использовать высказанное предположение в качестве рабочей гипотезы поисков нефти в рифейских отложениях, а также в подстилающей толще фундамента имеет смысл. Поэтому на территории Платформенного Башкортостана в районах развития линейных тектонических зон следует провести детальные тематические исследования, основанные на переобработке и переинтерпретации сейсморазведочных материалов прошлых лет. Следующим этапом могло бы стать выполнение глубинной



сейсморазведки МОГТ по региональным профилям ЮВ 3 и ЮВ 4 (рис. 45), а затем – бурение специальной параметрической скважины. Такой комплекс и последовательность исследований оптимальным образом (и в научно-методическом, и в финансовом аспектах) способствовали бы решению проблемы нефтегазоносности рифей-вендских отложений.

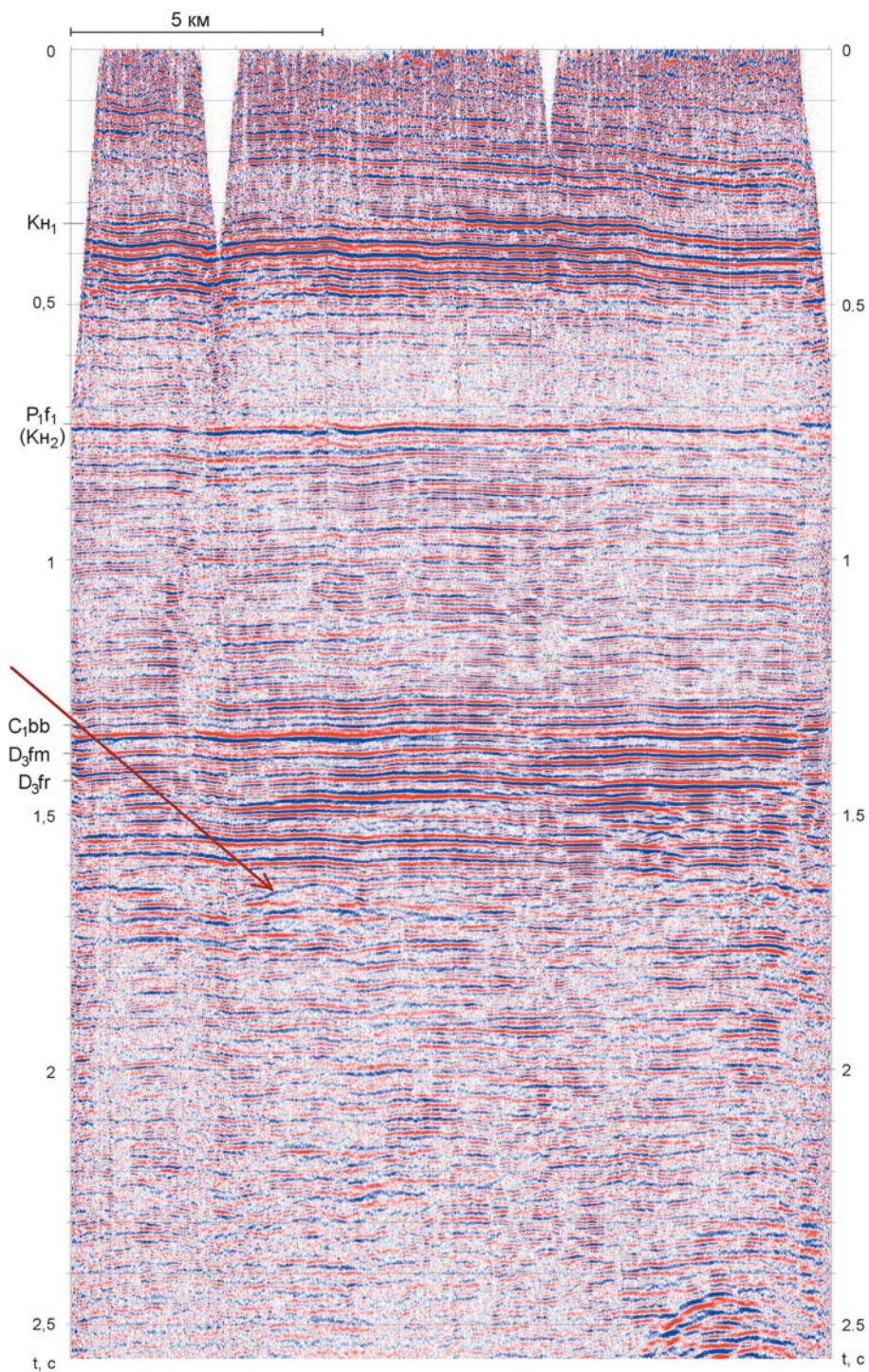
В качестве примера эффективности переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных материалов прошлых лет для выявления перспективных объектов в додевонской толще рассмотрим южную часть Восточно-Оренбургского структурного выступа.

В этом районе основные перспективы прироста запасов связываются, и это вполне обоснованно, с терригенным девоном и фамен-турнейским карбонатным комплексом.

Вместе с тем это не единственная точка зрения. Перспективы нефтегазоносности этим не исчерпываются. Месторождения углеводородов могут быть обнаружены и на других стратиграфических уровнях, в том числе и в додевонском комплексе, в частности в рифей-вендских отложениях. Подтверждением этого могут быть отмеченные выше нефтепроявления и залежи в этих отложениях на территории Пермской области, Удмуртии и, конечно, Ольховское месторождение в Оренбургской области, находящееся примерно в 50 км к западу от Восточно-Оренбургского структурного выступа. Проведенный нами анализ данных сейсморазведки по южной части выступа показал, что перспективные объекты в этом комплексе действительно могут быть выявлены, но только по временным разрезам высокого качества.

В 2008 г. с целью уточнения местоположения Новокаргалинской структуры нами было переобработано несколько профилей, отработанных другим предприятием в 2004 г. Полученные в результате переобработки временные разрезы выгодно отличаются от представленных в 2004–2005 гг. динамической выразительностью записи, более правильным учетом скоростных неоднородностей верхней части разреза и, как следствие, более наглядным отображением особенностей строения геологического разреза. Прослеживаемость подсолевых горизонтов также повысилась. На временных разрезах уверенно прослеживаются отражающие горизонты в верхней и нижней перми, карбоне, девоне и додевонском комплексе. Не останавливаясь на результатах по Новокаргалинской структуре, отметим принципиальный для проблемы рифей-венда момент: на профиле 020427, примерно на пересечении с профилем 020430 четко выделяется останец или «рифоподобный объект» в додевонской толще (рис. 46). На предыдущей обработке наблюдались лишь «намекы» на этот объект. На временном разрезе он проявляется на временах 1,65–1,70 с и имеет протяженность по профилю 2–2,5 км. По вышележающим горизонтам девона над этим «рифом» намечается структура облекания. Одинаково четко он выделяется на мигрированных и немигрированных разрезах.

С учетом полученных нами результатов в дальнейшем была выполнена площадная переобработка сейсморазведочных материалов на Майорском



**Рис. 46.** «Рифоподобный» объект в верхней части додевонского комплекса. Восточно-Оренбургский район, Майорская площадь, профиль 020427. Обработка ОАО «ИГиРГИ»

участке, подтвердившая широкое развитие линзовидных тел возможно рифейного генезиса в верхах додевонских отложений.

Мы иллюстрируем этот объект в большой степени для того, чтобы показать возможности современной переобработки для детального изучения рифей-вендской толщи. Но в соответствии с изложенным выше новым подходом объекты в верхней части этой толщи скорее всего малоперспективны. В этой связи обратим внимание на нижнюю часть разреза по профилю 020427 (рис. 46), где на временах 2,4–2,5 с наблюдается интенсивная динамическая аномалия.

Не имея возможности выполнить переобработку в большем объеме, мы проанализировали сейсмические временные разрезы, полученные в прошлые годы. В результате были выявлены перспективные объекты второго типа – крупные приразломные антиклинальные перегибы на больших глубинах (рис. 47). Обычно они наблюдаются на временах 2,5–2,8 с, что соответствует глубинам ориентировочно 5–6 км. Наиболее вероятно, они приурочены к низам рифейской толщи или поверхности фундамента. Заметим, что впервые этот горизонт был выделен и прокоррелирован геофизиками треста «Татнефтегеофизика» (Х.И. Насретдинов и др., 1984 г.).

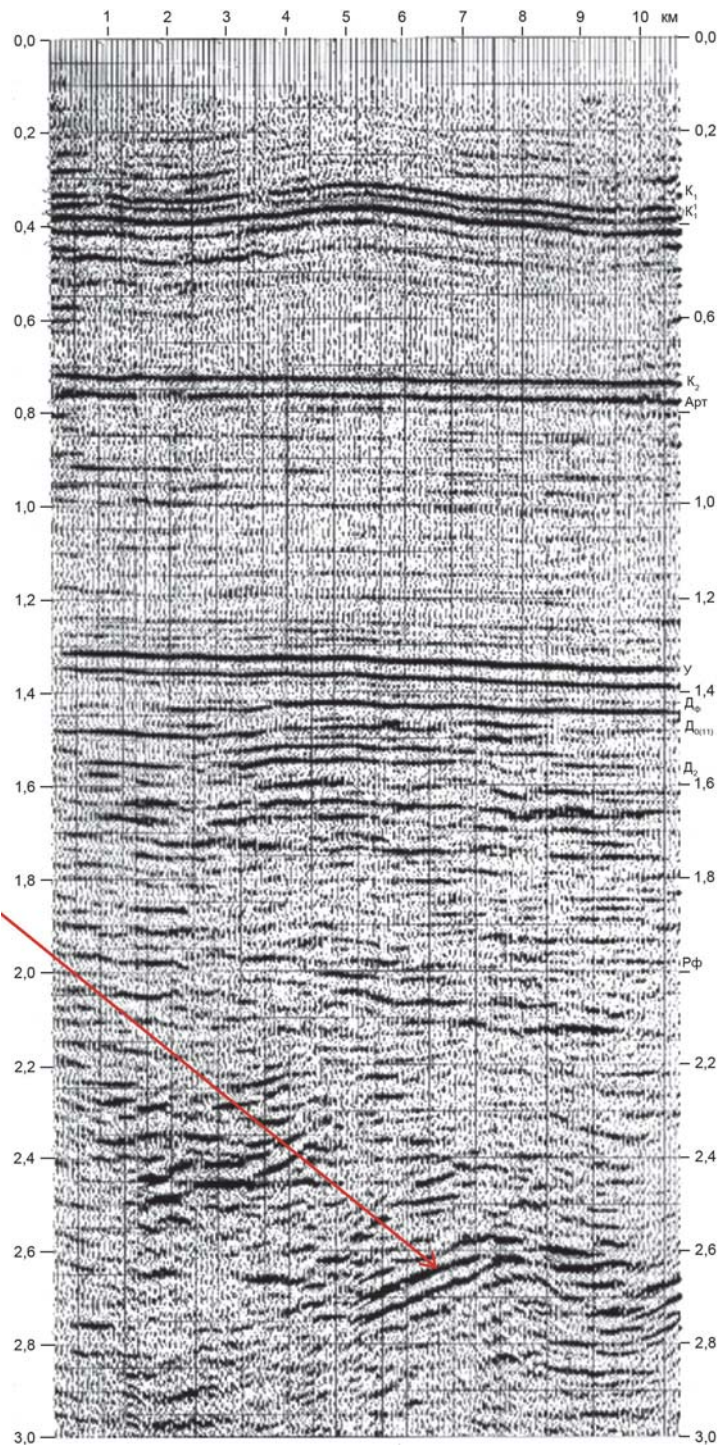
Размеры по профилю выявленных объектов составляют порядка 3–4 км, амплитуды – 100–150 м. Заметим также, что тектонические нарушения трассируются по площади, а отмеченные антиклинальные перегибы проявляются на субпараллельных профилях 018341 и 018343, что может говорить о площадном распространении этих аномалий или по крайней мере о значительных их размерах по направлению, перпендикулярному к направлению этих профилей.

Таким образом, имеющиеся геофизические материалы свидетельствуют о реальной возможности выявления крупных перспективных объектов в низах рифейского комплекса. Несомненна целесообразность его дальнейшего изучения в районе известных нефтепроявлений, а также в пределах Восточно-Оренбургского нефтегеологического района, где такие объекты уже выявлены. Решение поставленной задачи актуально для многих районов Русской плиты, где развиты додевонские осадочные комплексы, в том числе для Московской и Мезенской синеклиз.

#### **2.4. Особенности строения и характера сочленения крупных тектонических элементов востока Восточно-Европейской платформы**

Восточная часть Восточно-Европейской платформы, где сосредоточены крупные месторождения нефти и газа, характеризуется относительно неплохой изученностью бурением и геофизическими методами. По результатам проведенных исследований установлены основные закономерности размещения месторождений углеводородов (УВ); все более убедительнее становится их связь с глубинными разломами. Так, совершенно очевидно





**Рис. 47.** Крупный перспективный объект в нижней части рифейского комплекса. Восточно-Оренбургский район, Майорская площадь, профиль 018343



она проявляется в относительно простых случаях, когда цепочки нефтяных месторождений приурочены к протяженным тектоническим дислокациям (разломам) – Жигулевскому, по которому сочленяются Жигулевско-Пугачевский свод и Мелекесская впадина, к Большекинельскому валу, сопряженному с южным бортом Серноводско-Абдулинского авлакогена, к линейным тектоническим зонам северо-восточного простирания на территории Башкортостана и ряду других подобных тектонических элементов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Однако и в этих простых случаях тип разлома и соответственно характер сочленения тектонических элементов понятны не всегда. А это момент принципиальный, так как именно он в значительной мере определяет тектонический стиль региона.

Тектонический контроль размещения месторождений углеводородов не всегда столь очевиден, как в вышеназванных случаях. Как ни странно, значительная доля неопределенности относится к хорошо изученному бурением Южно-Татарскому своду (ЮТС), на котором среди многих десятков месторождений размещены и известные гиганты – Ромашкинское, Ново-Елховское, Бавлинское, Туймазинское. Не всегда понятен характер сочленения Волго-Камской антеклизы и Прикаспийской синеклизы. Есть вопросы и по другим крупным тектоническим элементам. Поэтому изучение особенностей строения и характера сочленения даже хорошо изученных крупных тектонических элементов весьма актуально, может способствовать пониманию геодинамической обстановки и процессов формирования месторождений УВ, выявлению закономерностей их размещения и на этой основе – повышению эффективности поиска их новых скоплений.

#### **2.4.1. Методологические подходы и фактический материал**

Методологической основой решения поставленной задачи стала концепция о тектонической расслоенности литосферы, сложившаяся в 1970 х – начале 1980 х годов и получившая дальнейшее развитие в трудах многих исследователей [1, 26, 32, 34, 50, 71, 91, 95, 96, и др.]. В публикациях приводились данные о тектонической расслоенности и подвижности земной коры, о широком развитии надвиговых дислокаций во внутренних частях платформы, в значительной мере обусловленных тангенциальными напряжениями. Причем масштаб таких дислокаций был различен: они отмечались для ограничений надпорядковых структур и структур первого порядка [26] (например, Жигулевский разлом) до локальных структур, являющихся объектами поисков нефти и газа [71]. Причины этих явлений вскрыты и обобщены в работах Ю.Г. Леонова [32–34], где он, в частности, делает вывод о том, что выполаживание листрических разрывов может происходить на разных глубинных уровнях, а разный масштаб явления обуславливает формирование структурных элементов различных порядков.

В.И. Попков [50] на основе обобщения сведений о структурах бокового сжатия приходит к важнейшим выводам о типичности этих дислокаций для

внутренних районов платформенных областей, о периодическом воздействии сил горизонтального сжатия и, применительно к молодой Туранской плите, предполагает, что кардинальной структурной перестройке могут быть подвергнуты не только осадочный чехол и палеозойский фундамент, но и более глубокие горизонты земной коры.

Важную роль в понимании тектоники востока Восточно-Европейской платформы сыграли работы М.А. Камалетдинова с соавт. [26, 91], где систематизированы и представлены в виде карты Волго-Уральской области данные о проявлениях надвиговой тектоники. Отдавая должное приведенным в этой работе фактическим материалам и научному предвидению авторов, принципиально подтвердившемуся во многих районах, заметим, что большинство из полученных результатов базируется на данных бурения, гравиметрической и магниторазведки, реже – на данных стандартной сейсморазведки.

Существенно новую информацию о строении и характере сочленения крупных тектонических элементов, об особенностях глубинного строения земной коры нефтегазоносных территорий и связях этих особенностей со строением и нефтегазоносностью осадочного чехла дает глубинная сейсморазведка МОГТ, специальным образом спроектированная, проведенная и обработанная. Интерпретация сейсморазведочных данных базируется на тектонической природе сейсмических границ, обоснование которой приведено ранее в работах [32, 34, 41, 45, 64, 90 и др.] и в разд. 2.2.5.

Одним из наиболее ярких примеров высокой информативности глубинной сейсморазведки МОГТ при изучении особенностей строения земной коры нефтегазоносных территорий стал геотраверс «Татсейс», который с северо-запада на юго-восток пересекает Волго-Камскую антеклизу (практически всю Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию) (разд. 2.2). Полученные по этому геотраверсу сейсмические временные разрезы убедительно показали, что для районов, где имеются крупные скопления углеводородов, характерно, в частности, наличие глубинных взбросо-надвигов, рассекающих всю земную кору.

В настоящей работе, не претендуя на всеобъемлющее представление тектоники и геодинамики востока Восточно-Европейской платформы, рассмотрим отдельные примеры решения задачи по изучению характера сочленения крупных тектонических элементов в этом регионе на основе результатов глубинной сейсморазведки МОГТ по некоторым региональным профилям.

#### **2.4.2. Жигулевский разлом**

Жигулевский разлом отделяет Жигулевско-Пугачевский свод от южной части Мелекесской впадины, называемой Ставропольской депрессией (рис. 1, 33). По результатам анализа материалов глубокого и структурного бурения этот разлом был охарактеризован как надвиг [37, 91]. Доказанная его амплитуда по данным, приведенным в тех же работах (Карлово-Сытовская

площадь), составляет 696 м и может достигать больших величин (Зольненская площадь). Горизонтальное перемещение в районе Самарской Луки разными авторами оценивалось от 4,5 до 8 км.

К фронтальной части надвига приурочен Жигулевский вал, проходящий в субширотном направлении по территории Самарской, Ульяновской и Пензенской областей. В плане вал имеет выпуклую в северном направлении форму, его протяженность составляет примерно 350 км. Интересен Жигулевский вал тем, что к нему практически на всем протяжении приурочены нефтяные месторождения.

Данные глубинной сейсморазведки по региональному профилю 2 Г, пересекающему с юго-востока на северо-запад Бузулукскую впадину, Жигулевско-Пугачевский свод и Мелекесскую впадину (рис. 33), подтверждают и развивают сделанные ранее выводы о строении Жигулевского разлома, по которому сочленяются два последних тектонических элемента. На этом профиле, наряду с границами в верхней части коры, как уже говорилось в разд. 2.1.2, достаточно уверенно прослеживается граница Мохоровичича (рис. 34).

Не повторяя описание волновой картины и результаты ее интерпретации, приведенные в том же разделе, отметим главный вывод: Жигулевско-Пугачевский свод, по крайней мере на заключительных этапах, формировался в обстановке тангенциального сжатия, а сам Жигулевский разлом представляет собой гигантский взбросо-надвиг, ложем которого является граница Мохо. В верхней же части коры Жигулевский разлом субвертикален. Фронтальная часть взбросо-надвига, судя по сейсмической картине, очень сложная. Как показали дальнейшие, более детальные наблюдения на другом участке Жигулевских дислокаций, по осадочному чехлу плоскость нарушения может расчленяться на отдельные ветви (рис. 48).

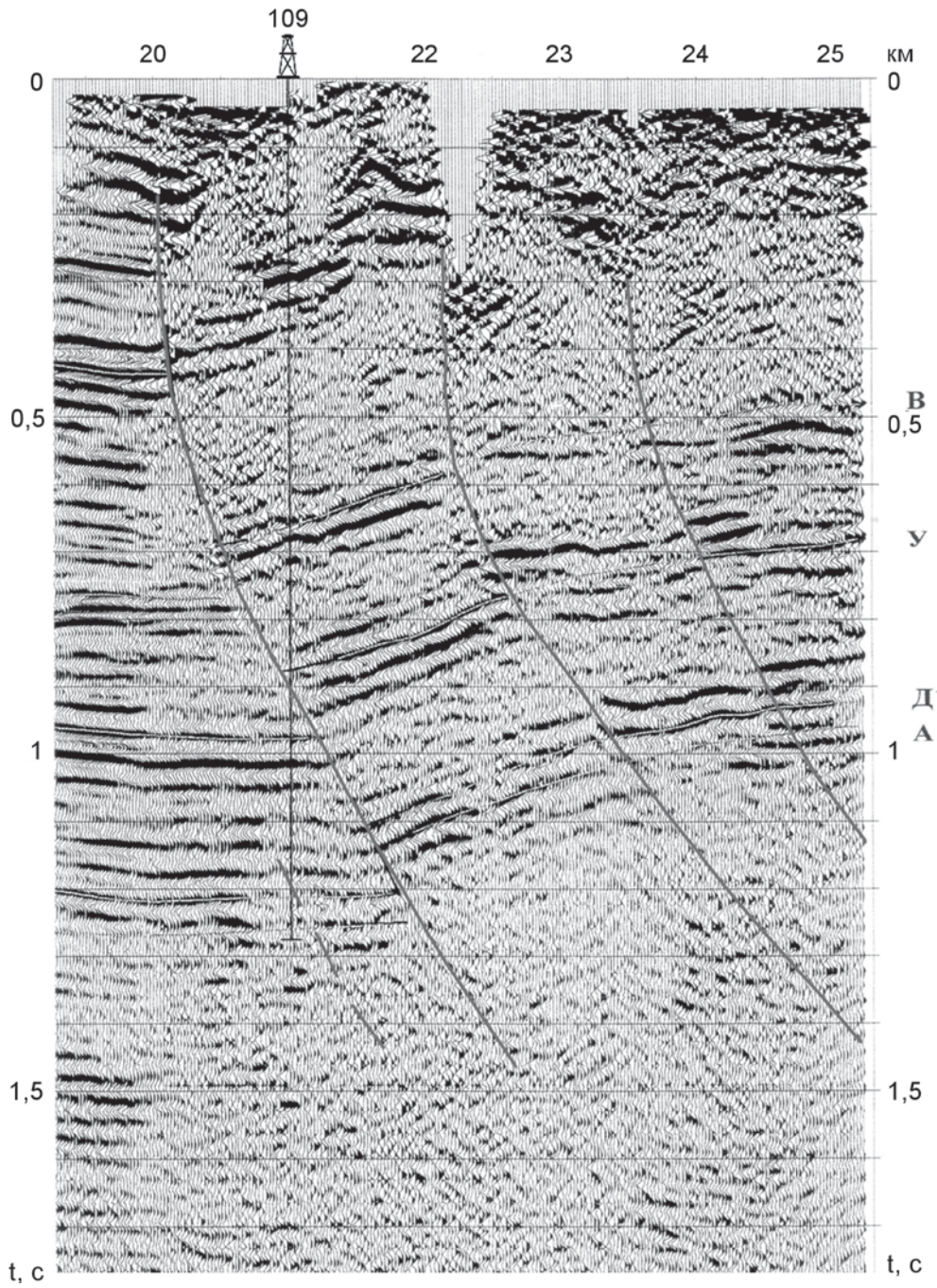
Таким образом, Жигулевско-Пугачевский свод и Мелекесская впадина сочленяются по глубинному Жигулевскому взбросо-надвику, ложем которого является граница Мохо.

### **2.4.3. Юго-восточное ограничение Южно-Татарского свода**

Южно-Татарский свод (или южная вершина Татарского свода) представляет собой крупную положительную структуру, в сводовой части которой расположены Ромашкинское и Ново-Елховское нефтяные месторождения-гиганты, а на склонах – значительное количество месторождений меньшего ранга, хотя и среди них есть относящиеся к крупнейшим – Бавлинское и Туймазинское месторождения, приуроченные к юго-восточному склону Южно-Татарского свода, точнее – к осложняющему его Бавлинско-Туймазинскому валу.

В силу ограниченности геолого-геофизической информации, а также разных подходов к ее толкованию, положение юго-восточной границы Южно-Татарского свода по кристаллическому фундаменту определялось неоднозначно: одни исследователи проводили ее по Бавлинско-Туймазинскому разлому [13], другие – примерно по Сергиевско-Демскому разлому, т.е. на





**Рис. 48.** Отображение Жигулёвского разлома по горизонтам осадочного чехла



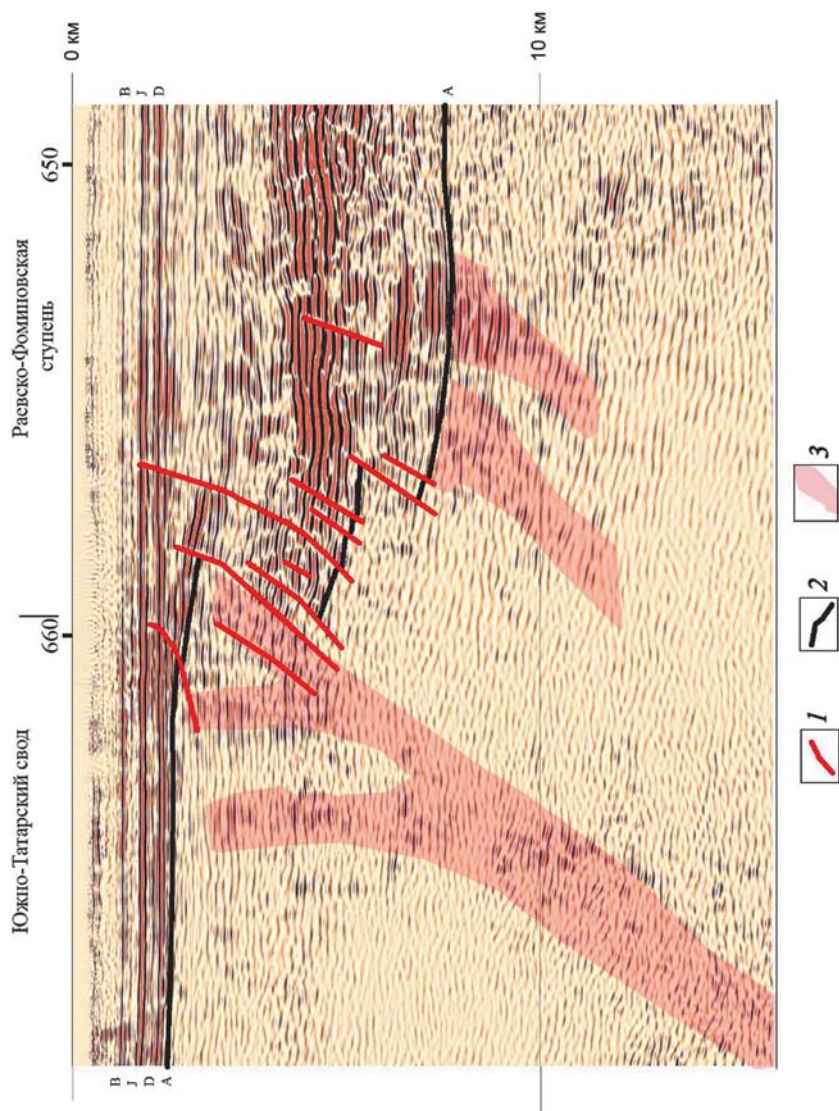
100–120 км к юго-востоку от Бавлинско-Туймазинского. Еще больше вопросов с юго-восточной границей Южно-Татарского свода по палеозою. Так, если по данным [13] ее положение практически совпадает с определенным этими же авторами положением по фундаменту, т.е. по Бавлинско-Туймазинскому разлому, то по данным [12, 87] и ряда авторов современных тектонических карт, Южно-Татарский свод протягивается вплоть до Урала и включает в себя Шихано-Ишимбайскую седловину.

Принимая во внимание определяющую роль разломов в тектоническом районировании территории, следует принять также и то, что границы крупных тектонических элементов должны, как правило, проводиться по этим разломам, скорее всего по границам блоков фундамента. Если разлом, ограничивающий блок фундамента, периодически активизировался в течение геологической истории, границы тектонических элементов и по фундаменту, и по осадочному чехлу должны совпадать или, точнее, должны проводиться по одному и тому же разлому.

С этих позиций данные глубинной сейсморазведки однозначно свидетельствуют в пользу того, что юго-восточным ограничением Южно-Татарского свода и по фундаменту, и по осадочному чехлу является крупная разломная зона, находящаяся в непосредственной близости от Бавлинско-Туймазинского вала (рис. 36, 45). На сейсмическом разрезе (рис. 39) ясно видно, что именно эта зона является ограничением Южно-Татарского свода. Именно здесь происходит кардинальное изменение строения верхней части земной коры: резкое, примерно на 3–4 км погружение поверхности фундамента и заполнение погруженной части рифейскими отложениями. На сейсмическом разрезе юго-восточнее Бавлинско-Туймазинского разлома примерно на 110 км (т.е. там, где некоторые исследователи проводили границу Южно-Татарского свода по фундаменту) действительно прослеживается достаточно крупный разлом. Но он, судя по данным сейсморазведки, меньшего ранга, чем Бавлинско-Туймазинский, и он разделяет на отдельные блоки выделенную нами Раевско-Фоминовскую ступень.

Более детальное изучение смещения поверхности фундамента по Бавлинско-Туймазинскому разлому показало, что оно имеет существенно более сложное строение, чем простое уступообразное погружение, каким его обычно изображают на геологических разрезах. Этот уступ распадается на серию нарушений, сопряженных с подходящими снизу наклонными отражателями, пересекающими всю земную кору (рис. 49) и, как было показано нами ранее, отображающими зоны глубинных взбросо-надвигов. Бавлинско-Туймазинский разлом существенно выположен в низах коры и становится крутым, почти вертикальным в осадочном чехле и в верхней части фундамента, т.е. он также может быть охарактеризован как взбросо-надвиг.

Бавлинско-Туймазинский вал, выделяемый по осадочному чехлу, является структурой, сопряженной с одноименным разломом, и представляет собой вытянутую в северо-восточном направлении примерно на 100 км асимметричную складку с пологим северо-западным крылом и крутым юго-



**Рис. 49.** Иллюстрация строения юго-восточного ограничения Южно-Татарского свода:

1 – разрывы по осадочному чехлу; 2 – поверхность фундамента; 3 – глубинные тектонические нарушения

восточным. Выделенным взбросо-надвигом в палеозойском чехле соответствуют флексуры, малоамплитудные разрывные нарушения и нарушенные зоны, приуроченные в основном к юго-восточному крутому крылу вала. Как отмечалось в разд. 2.2, находящееся несколько юго-восточнее Серафимовское месторождение характеризуется противоположной асимметрией, т.е. крутым северо-западным и пологим юго-восточным склонами. Это согласуется с направлениями падения поверхностей глубинных разломов [64] и свидетельствует о правильности определения границы Южно-Татарского свода.

Таким образом, полученные геолого-геофизические материалы позволяют сделать вывод о том, что юго-восточным ограничением Южно-Татарского свода и по фундаменту, и по палеозойскому чехлу является Бавлинско-Туймазинский разлом (юго-восточное крыло одноименного вала), представляющий собой глубинный взбросо-надвиг.

#### **2.4.4. О характере сочленения Волго-Камской антеклизы и Прикаспийской синеклизы**

Волго-Камская антеклиза и Прикаспийская синеклиза сочленяются по бортовому уступу, изучению которого посвящены работы многих исследователей [4, 11, 35, 54, 59, 85, 91, 94 и др.]. В создании модели его строения, как отмечает Н.Н. Яхимович [94], прослеживаются два направления. В первом, исходящем из преобладания вертикальных движений, Прикаспийская синеклиза рассматривается как пассивно погружающийся элемент (впадина), по периферии которого происходило образование преимущественно структур растяжения, что, в свою очередь, обуславливало формирование бортового уступа в виде сброса. [11, 54, 85]. Второе направление основывается на наличии в северном бортовом обрамлении Прикаспийской синеклизы структур горизонтального сжатия – надвигов и взбросов [59, 91, 94]. Причем источником тангенсиальных напряжений считалась центральная часть синеклизы, вследствие чего в ее бортовой зоне сформировалась система субширотных взбросо-надвигов, в том числе Оренбургский вал, северное крыло которого представлялось в виде взброса.

Новые данные глубинной сейсморазведки МОГТ, проведенной по региональному профилю XXIV, а также ряд других субмеридиональных профилей меньшей глубинности, подтверждая идею о наличии горизонтального сжатия, позволяют сформулировать иную концепцию строения бортового уступа Прикаспийской впадины и характера ее сочленения с Волго-Камской антеклизой.

Профиль XXIV, отработанный в 2002 г. Оренбургской геофизической экспедицией, начинаясь от южной границы Оренбургской области и уходя далеко на север, пересекает в субмеридиональном направлении зону сочленения Волго-Камской антеклизы и Прикаспийской синеклизы (рис. 36). Несмотря на применение технико-методических средств, специально не

ориентированных на изучение больших глубин, полученный сейсмический временной разрез довольно информативен и несет новую информацию о характере сочленения этих крупных тектонических элементов (хотя, конечно, требует специальной переобработки с современных позиций). Прежде всего, обращает на себя внимание наличие в зоне, примыкающей с севера к бортовому уступу, наклонных, выполаживающихся вниз отражателей. Наиболее интенсивные из них регистрируются в интервале профиля 20–48 км на временах 8–12 с (рис. 50). Падение отражателей происходит в северном направлении, т.е. под Волго-Камскую антеклизу, что указывает на ее надвигание на юг, на Прикаспийскую синеклизу. Подобная картина, но только для осадочного чехла и верхней части фундамента наблюдается на региональном профиле 36, расположенном несколько западнее (рис. 36).

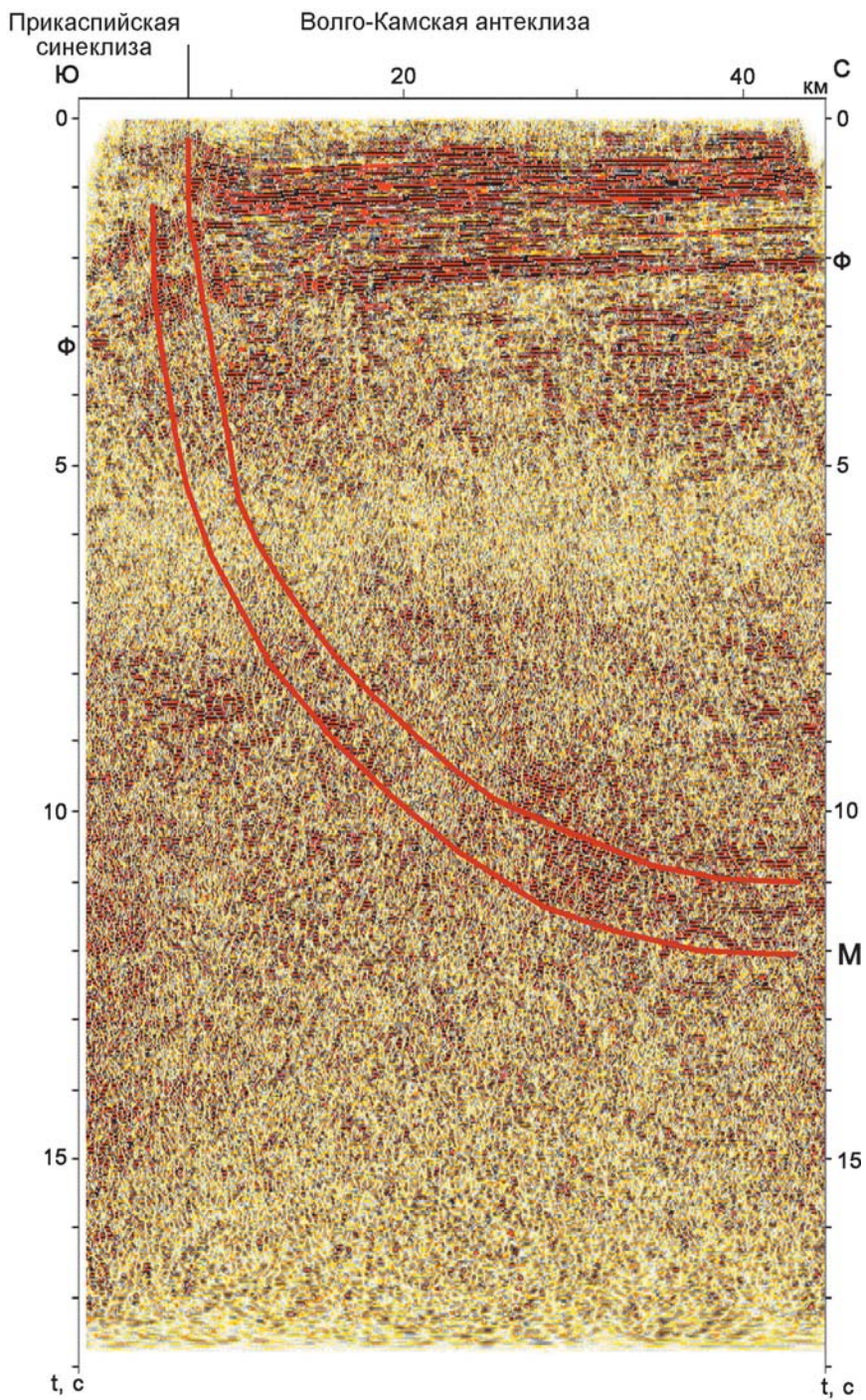
Таким образом, северная прибортовая зона Прикаспийской впадины сформировалась в обстановке горизонтального сжатия, а бортовой уступ представляет собой (по крайней мере, в сечении профиля XXIV) гигантский взбросо-надвиг, ложем которого являются нижние горизонты коры и граница Мохоровичича и по которому происходит сочленение Волго-Камской антеклизы и Прикаспийской синеклизы.

Региональные профили меньшей глубинности, но протягивающиеся южнее, позволяют предположить, что этот взбросо-надвиг не единственный. Так, на профиле 9, отработанном также Оренбургской геофизической экспедицией и проходящем в субмеридиональном направлении через восточное окончание Оренбургского вала (и газоконденсатного месторождения), четко выделяются крупные Илекско-Яйсанская и Бердянская флексуры, судя по конфигурации плоскостей смесителей также отображающие глубинные взбросо-надвиги, подобные выделенному на профиле XXIV. Оренбургский же вал с его одноименным гигантским месторождением по сути представляет собой тыловую складку Бердянского взбросо-надвига.

Отмечая наличие системы глубинных взбросо-надвигов, по которым происходило надвигание Волго-Камской антеклизы в южном направлении, нельзя исключать наличие взбросо-надвигов встречного направления (сколов), имеющих подчиненный характер. Встречные системы надвигов могут быть на других глубинных уровнях, либо возникать вследствие запаздывания или опережения отдельных блоков (пластин) земной коры.

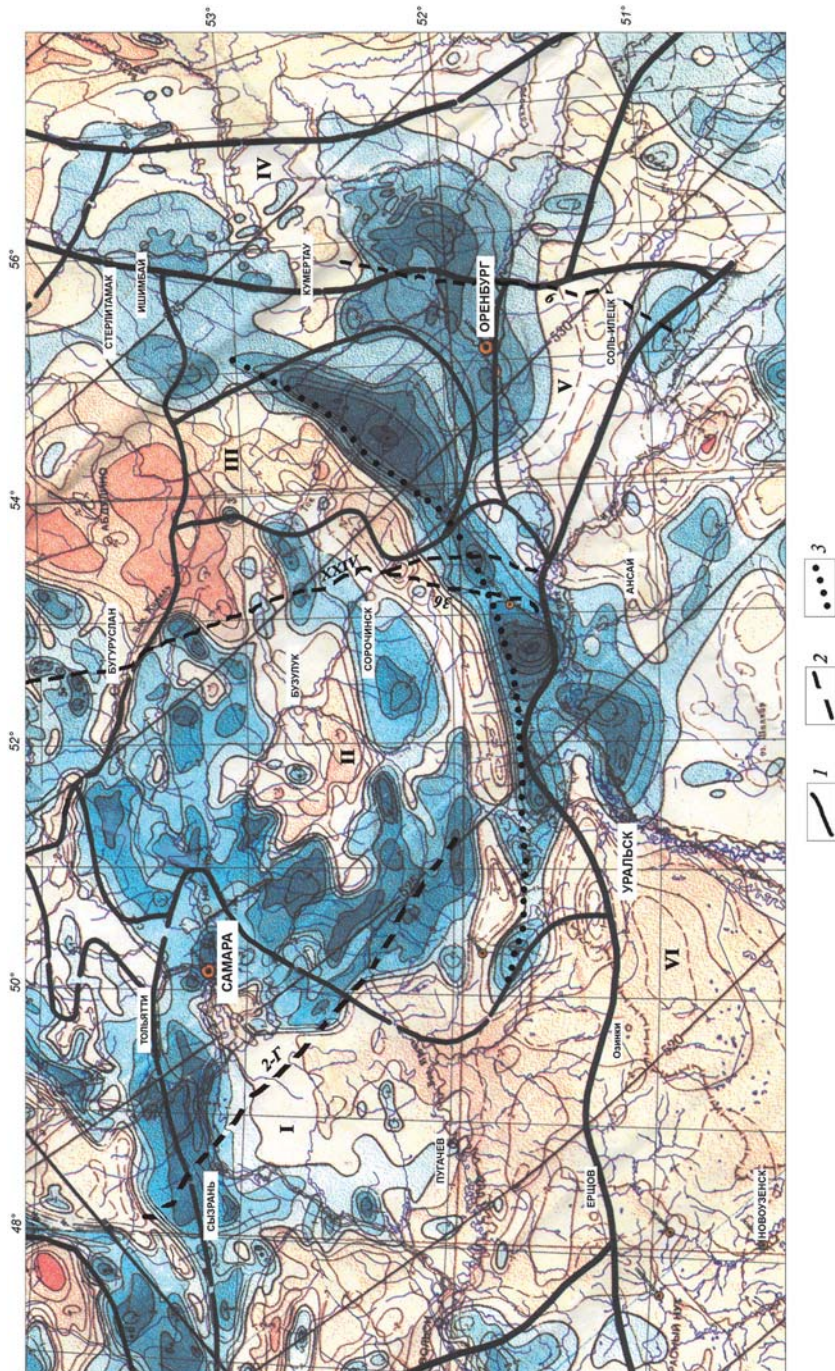
Фактом, подтверждающим надвигание Волго-Камской антеклизы на Прикаспийскую синеклизу, является расположение аномалий на карте магнитного поля. Как известно [26], фронтальные (лобовые) части надвигов характеризуются в плане линейной вытянутостью и имеют выпуклую в сторону надвигания форму. На иллюстрируемом фрагменте карты аномального магнитного поля (рис. 51) видно, что своей южной частью профиль XXIV (район бортового уступа) пересекает относительно узкую и протяженную (порядка 400 км) положительную аномалию. Эта аномалия выпуклой частью обращена в сторону Прикаспийской синеклизы, что согласуется с данными глубинной сейсморазведки.





**Рис. 50.** Характер сочленения Волго-Камской антеклизы и Прикаспийской синеклизы. Региональный профиль XXIV. Оренбургская область  
 Ф – предполагаемая поверхность фундамента; М – уровень Мохо. Красными линиями показаны крупные взбросо-надвиги





**Рис. 51.** Фрагмент карты аномального магнитного поля. Район сочленения Волго-Камской антеклизы и Прикаспийской синеклизы. I – границы основных тектонических элементов: I – Жигулевско-Пугачевский свод, II – Бузулукская впадина, III – Восточно-Оренбургский выступ, IV – Мраковская депрессия Предуральского прогиба, V – Соль-Илецкий выступ, VI – Прикаспийская синеклиза; 2 – региональные сейсмические профили; 3 – положение разлома, выявленного глубинной сейсморазведкой МОГТ и прослеживаемого по площади с использованием данных магнитной съемки

Картина, наблюдаемая на региональных профилях XXIV и других, пересекающих в субмеридиональном направлении зону сочленения Волго-Камской антеклизы и Прикаспийской синеклизы, очень интересна, сложна и в то же время достаточно типична для обстановок сжатия. Она хорошо коррелируется с материалами по Жигулевско-Пугачевскому и Южно-Татарскому сводам и, вероятно, должна нацеливать на переработку, анализ и обобщение региональных сейсморазведочных работ, по крайней мере по северной бортовой зоне Прикаспийской синеклизы. Это целесообразно не только с общегеологических позиций, но и для поисков крупных, подобных Карачаганак, объектов, что является весьма актуальной задачей для газовой отрасли.

#### 2.4.5. Обсуждение результатов

Результаты глубинных сейсмических исследований, полученные по отдельным региональным профилям, позволяют наметить некоторые закономерности, характерные для зон сочленения крупных тектонических элементов. Это, прежде всего, наличие глубинных взбросо-надвигов, по которым сочленяются эти элементы и выполаживание которых наблюдается в самой нижней части земной коры – на границе Мохоровичича, где собственно и происходили основные горизонтальные срывы.

Можно предположить, что горизонтальное сжатие, в обстановке которого формировались эти взбросо-надвиги, захватывало огромные территории. Так, судя по региональным профилям 2 Г и XXIV, охарактеризовавшим соответственно Жигулевский разлом и взбросо-надвиг, соответствующий бортовому уступу Прикаспийской синеклизы, эти разломы образовались одновременно, а территория, включающая Жигулевско-Пугачевский свод, Бузулукскую впадину и Восточно-Оренбургский структурный выступ, представляет собой единый приподнятый Жигулевско-Оренбургский блок земной коры, своего рода гигантский горст. Конечно, это предположение было бы более аргументированным, если бы весь этот блок с северо-запада на юго-восток пересекался одним (единым) сейсмическим профилем. Поэтому целесообразно региональный профиль 2 Г, отработанный по территории Самарской области, продлить на юго-восток по территории Оренбургской области до границы с Казахстаном (а возможно, и дальше, на Карачаганак).

Если предположения о существовании единого Жигулевско-Оренбургского блока верны, то Серноводско-Абдулинский авлакоген имеет существенную сдвиговую составляющую. Примечательным также является тот факт, что выделенный Жигулевско-Оренбургский блок на карте магнитного поля окаймляется положительными аномалиями, образующими в плане некую структуру изометричной (кольцевой?) формы.

Взбросо-надвиги, подобные Жигулевскому (или Бавлинско-Туймазинскому), отмечаются и в других районах востока Восточно-Европейской платформы. Так, ранее на основе регионального профиля, пересекающего

Казанско-Кажимский авлакоген, нами уже высказывалось предположение о возможной тектонодинамической аналогии Жигулевско-Пугачевского и Камского сводов, взбросо-надвиговом строении северной части восточного борта этого авлакогена, т.е. о надвигании Камского свода в западном направлении на Казанско-Кажимский авлакоген [69]. Если это так, то воззрения на тектонику этого района могут существенно измениться, а перспективы его нефтеносности существенно повыситься.

Принципиальным и требующим специального рассмотрения является вопрос о времени формирования идентифицированных разломов. Сейчас, основываясь на данных глубинной сейсморазведки и бурения, а также учитывая определенное сходство в характере зон сочленения крупных тектонических элементов и намечающуюся их пространственную взаимосвязь, можно предположить, что возможна и временная взаимосвязь формирования разломов. При этом основные их этапы могут совпадать, но интенсивность проявлений (амплитуда смещений) – отличаться. Так, все эти разломы активизировались в послепермское время, но степень активизации была различной. Для южного ограничения Волго-Камской антеклизы и Жигулевского разлома эта фаза была, по-видимому, главной. Напротив, основным этапом формирования Бавлинско-Туймазинского разлома судя по величине смещений фундамента и значительной мощности верхнепротерозойских отложений стал рифейский. А по палеозою здесь прослеживается вал, имеющий, как уже говорилось выше, флексурно-разрывной характер, но гораздо меньшей амплитуды.

В то же время северо-западнее Жигулевского разлома на территории Ставропольской депрессии с учетом данных по скв. 65-Зольный овраг, где были вскрыты боровские отложения рифея, и рисунка сейсмической записи по профилю 2 Г нами и ранее [81] прогнозировалось наличие верхнепротерозойских отложений, но гораздо меньшей мощности, чем в районе Бавлинско-Туймазинского разлома.

Общим для всех этих разломов является, по-видимому, и наличие неотектонической активности. Но, повторимся, эти выводы предварительные и требуют специальных исследований.

Взбросо-надвиговое строение земной коры четко проявляется по данным глубинной сейсморазведки МОГТ в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. В соответствии с этими данными Тиманский кряж представляет собой гигантский взбросо-надвиг, связанный с границей Мохо. Субпараллельные Тиману крупные структурные элементы также обязаны своим возникновением горизонтальному сжатию, что может (и должно) стать основой новых тектонодинамических построений. Заметим также, что подобные, но менее амплитудные надвиги наблюдаются на сейсмических разрезах и западнее Тимана, т.е. в Мезенской синеклизе, что существенно повышает перспективы ее нефтегазоносности.

Наблюдаемые на сейсмических временных разрезах взбросо-надвиги выполаживаются и формируют горизонты срыва не только в низах коры, но



и на меньших глубинных уровнях, в том числе и в осадочном чехле. В этом случае они формируют структуры меньших порядков, причем со смещением их сводов, что несомненно должно учитываться в практике поисково-разведочных работ на нефть и газ, в том числе при выполнении площадных сейсмических построений.

Проведенный нами анализ данных глубинной сейсморазведки МОГТ по региональным профилям позволил не только подтвердить ранее высказанные Ю.Г. Леоновым, М.А. Камалетдиновым, В.И. Попковым и другими учеными идеи о преобладающей роли горизонтальных напряжений в формировании геологических структур разных порядков, но и перенести эти идеи в практическую плоскость: в определение характера сочленения крупных тектонических элементов, выявление закономерностей размещения месторождений углеводородов, в изучение и опосредованное опосредование структур меньших порядков. Следующим закономерным этапом должны стать переработка сейсморазведочных материалов по всем региональным профилям (в первую очередь – по глубинным) с использованием современных программно-алгоритмических комплексов и методических подходов, их тектонофизическая интерпретация и обобщение. Не исключено, что на некоторых принципиальных направлениях потребуются отработка новых сейсмических профилей большой глубинности. Главным результатом этих работ должны стать новые тектонодинамические карты Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций.

Выполненный анализ результатов глубинных сейсмических исследований МОГТ по региональным профилям, пересекающим некоторые крупные тектонические элементы востока Восточно-Европейской платформы, позволяет сделать следующие выводы:

1. Получена новая и уточнена имеющаяся информация о строении и характере сочленения изученных крупных тектонических элементов, а именно:

– показано, что Жигулевско-Пугачевский свод сочленяется со Ставропольской депрессией (южной частью Мелекесской впадины) по глубинному взбросо-надвику, фронтальная часть которого имеет сложное строение, а в осадочном чехле распадается на отдельные ветви;

– существенно уточнено положение юго-восточного ограничения Южно-Татарского свода; показано, что оно также представляет собой систему взбросо-надвигов разной глубинности, обусловивших существенные различия в строении фундамента, рифей-вендского комплекса и палеозойских отложений;

– сочленение Волго-Камской антеклизы и Прикаспийской синеклизы происходит по системе взбросо-надвигов, одни из которых имеют глубинный характер и выполаживаются на уровне Мохо, другие имеют меньшую глубинность и связаны с границами в верхней части коры.

2. Выявленные взбросо-надвиги, ограничивающие надпорядковые структуры и структуры первого порядка, субвертикальны в осадочном чехле и в верхней части фундамента и выполаживаются в нижней части земной

коры – на границе Мохоровичича. В то же время имеются взбросо-надвиги, выполаживающиеся на меньших глубинных уровнях и сформировавшие в осадочном чехле структуры низших порядков.

Полученные результаты свидетельствуют о широком развитии в нефтегазоносных районах востока Восточно-Европейской платформы структур горизонтального сжатия и позволяют с новых позиций подойти к построению тектонических (тектонодинамических) карт региона.

## 2.5. Основные выводы и рекомендации

1. К настоящему времени на территории Волго-Уральской НГП по методике глубинной сейсморазведки МОГТ отработано более 40 региональных профилей общей протяженностью порядка 9 тыс. пог. км, в том числе уникальный геотраверс «Татсейс», который пересекает практически всю провинцию и на котором получены высокоинформативные материалы. Тем самым была доказана правильность постановки задач и проектирования работ, показана оптимальность примененных технических средств и методических приемов.

2. Главными научными и практическими результатами выполненных исследований являются:

- выявление связей глубинного строения земной коры со строением и нефтеносностью осадочного чехла, что имеет фундаментальное значение и свидетельствует о значительной роли глубинных факторов в формировании месторождений углеводородов. На основе этих связей и в комплексе с другими геолого-геофизическими и геохимическими методами возможны оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных территорий и прогнозирование крупных скоплений углеводородов;

- обоснован тектонический характер наклонных отражателей в земной коре. Показано, что субвертикальные динамические аномалии обусловлены реальными геологическими образованиями; предложен комплекс исследований для объяснения их природы;

- выявление особенностей строения и характера сочленения крупных тектонических элементов востока Восточно-Европейской платформы, что позволяет уточнять закономерности размещения месторождений нефти и газа и более целенаправленно осуществлять их поиск;

- выработка нового подхода к решению проблем нефтегазоносности рифей-вендского комплекса, положительное решение которой может вывести на укрепление сырьевой базы Волго-Уральского региона, а также способствовать открытию месторождений в Московской и Мезенской синеклизах;

- установление западной границы Волго-Уральской нефтегазоносной провинции; выявление перспективных участков на Жигулевском и Северо-Татарском сводах, в Казанско-Кажимском авлакогене.

Результаты глубинных сейсмических исследований МОГТ позволяют обосновать ряд рекомендаций по направлениям дальнейших исследований. Основными из них являются:

1. Проведение обобщающих научно-исследовательских работ, направленных на
  - взаимоувязку геотраверсов «Уралсейс» и «Татсейс», получение единого профиля от Урала до Московской синеклизы и последующую комплексную интерпретацию данных;
  - обобщение результатов проведенных ранее глубинных сейсмических исследований МОВ-ОГТ.
2. Отработка по методике глубинной сейсморазведки МОВ-ОГТ первоочередных региональных профилей
  - через Московскую синеклизу;
  - через Казанско-Кажимский прогиб;
  - через Бузулукскую впадину (юго-восточное продолжение регионального профиля 2 Г).
3. Разработка и внедрение методики трехмерных глубинных сейсмических исследований.
4. Опробование трехкомпонентных сейсмических исследований с увеличенной до 60 с (для продольных волн) длиной записи.
5. Бурение специальных параметрических скважин на субвертикальные динамические аномалии и на наклонные отражатели с последующим мониторингом промысловых, геофизических и геохимических параметров.

### **3. НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ГЛУБИННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ МОГТ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

На территории Западной Сибири отработано более 60 тыс. пог. км региональных сейсмических профилей, значительная часть которых пересекает нефтегазоносную провинцию в субмеридиональном и субширотном направлениях. Основной объем этих работ был выполнен в 1977–1987 гг. В последующие годы региональные работы были направлены большей частью на продление ранее отработанных профилей, а также на обработку новых профилей меньшей протяженности для решения задач зонального характера.

Основной целью региональных сейсморазведочных работ тех лет являлось изучение строения осадочного чехла, а также доюрского комплекса для выработки первоочередных направлений нефтегазопроисловых работ в регионе. Методика сейсморазведочных работ в основном соответствовала поставленным задачам. При обработке практически всех профилей применялись взрывные источники упругих колебаний, центральные или фланговые системы наблюдений, кратность обычно составляла 12, длительность записи от 4–5 с в южных районах до 10 с в северных.

Созданная в результате этих работ уникальная сеть профилей позволила получить новые сведения о геологическом строении региона и несомненно оказала положительное влияние на стратегию и тактику нефтегазопроисловых работ. В последующие годы региональные профили становились предметом обобщений, из которых особо нужно выделить работу, выполненную в 2007 г. коллективом СибНАЦ (Нестеров И.И. и др.). В этой работе (к сожалению, не опубликованной) на основе переобработки и переинтерпретации практически всех региональных профилей в комплексе с опорным, параметрическим и поисковым бурением создана единая нефтегеологическая модель Западно-Сибирского супербассейна как основы для уточнения перспектив нефтегазоносности. Тем самым была достигнута главная цель проведенных в предыдущие годы производственных региональных геофизических работ.

Таким образом, выполненные региональные исследования стали необходимым и весьма плодотворным этапом в изучении строения и перспектив нефтегазоносности Западно-Сибирской НГП. Однако увеличение глубинности исследований большого интереса у исполнителей, как правило,



не вызывало. Даже в упомянутой выше фондовой работе результативные сейсмические временные разрезы представлены далеко не на все время регистрации. Интерес к большим, чем обычно, глубинам, как правило, ограничивался решением задач по выяснению перспектив нефтегазоносности доюрских комплексов, а не изучением влияния глубинного строения земной коры на строение и нефтегазоносность осадочного чехла. Поэтому рассмотрим результаты переобработки некоторых региональных профилей 1980-х годов, выполненной на полное время регистрации, а также результаты более глубоких сейсмических исследований МОГТ, проведенных в Западной Сибири в гораздо меньших объемах.

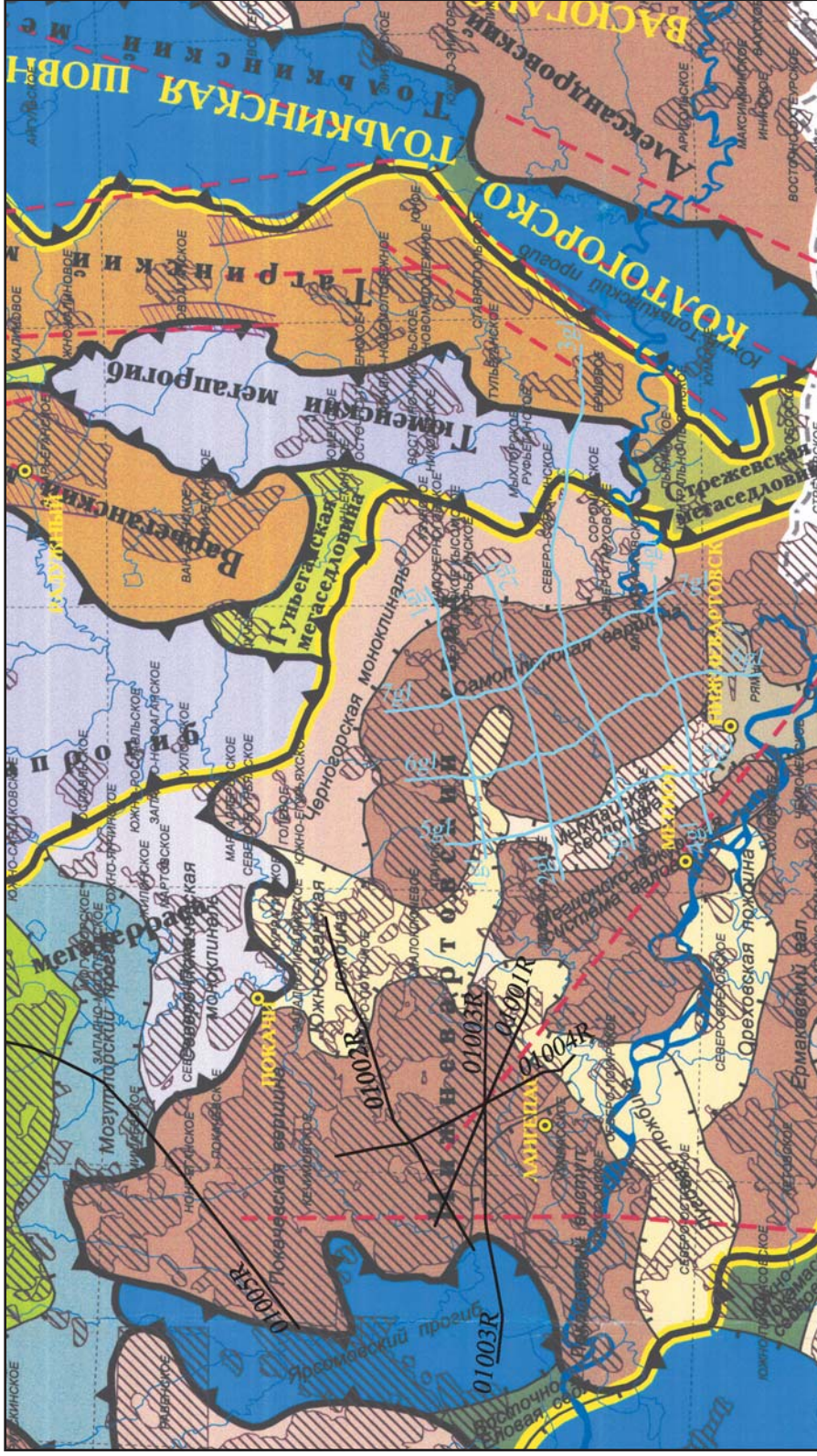
### 3.1. Глубинные региональные работы в Среднем Приобье

В западной части Нижневартовского свода в зимний сезон 2000–2001 гг. ОАО «Татнефтегеофизика» (ныне ООО «ТНГ-Групп») по заданию НК «ЛУКОЙЛ» отработало на землях ТПП «Лангепаснефтегаз» и «Покачевнефтегаз» пять региональных профилей общей протяженностью 328 км (рис. 52). Обработку и интерпретацию данных выполняло ФГУП «ИГиРГИ».

Основной задачей выполненных исследований также являлось изучение нижнеюрских и доюрских отложений, но в отличие от предыдущих работ, геологическая служба заказчика имела намерение подойти к проблеме более широко и оценить возможное влияние глубинных зон земной коры на нефтеносность осадочного чехла и доюрского комплекса.

Полевые наблюдения МОГТ выполнялись по системе 40-кратного профилирования с использованием телеметрической системы INPUT/OUTPUT SYSTEM TWO. Применялись 161 канальная асимметричная (профиль 1R) и центральная (профили 2R – 5R) системы наблюдений с пунктами взрыва на 113 (профиль 1R) и 81 (профили 2R – 5R) каналах. Длина расстановки сейсмоприемников 8000 м, расстояние между центрами групп сейсмоприемников 50 м, пункты возбуждения располагались по профилю через 100 м. В качестве источников упругих колебаний использовались взрывы зарядов тротила весом 2 кг в одиночных скважинах глубиной 12 м. В пределах водоохраных зон взрывы проводились в группе из трех скважин глубиной 6 м на базе 24 м, общий вес заряда составлял 3 кг.

Качество полевых сейсморазведочных материалов по отработанным региональным профилям можно охарактеризовать как сложное. На исходных сейсмограммах доминирует цуг низкоскоростных помех. Судя по скорости распространения основную его часть занимают звуковые волны. Эти волны «забывают» даже сравнительно интенсивные отраженные волны от баженовской свиты (горизонт Б) и обусловлены, главным образом, неоптимальностью условий возбуждения упругих колебаний, а именно несоответствием глубины заложения и величины заряда. Тем не менее полученные в результате обработки сейсмические временные разрезы несут определенную информацию не только о горизонтах осадочного чехла, но и о более глубоких частях земной коры.



**Рис. 52.** Обзорная схема региональных сейсмических профилей в пределах Нижневартовского свода и его обрамления. Голубыми линиями показаны профили ТНК на Самотловском месторождении, черными – профили ЛУКОЙЛ в западной части Нижневартовского свода

Глубинная сейсморазведка МОГТ также была проведена ОАО «Сибнефтегеофизика» на Самотлорском месторождении [9, 22]. Всего было отработано 7 профилей общей протяженностью 450 км (рис. 52).

Методика полевых работ была достаточно прогрессивной и обеспечивала получение информации и по осадочному чехлу, и по глубинным зонам земной коры. Наблюдения осуществлялись по системе 75-кратного профилирования с использованием телеметрической системы 1/0 System-2. Применялась 300-канальная центральная расстановка длиной 15 км. Расстояние между пунктами приема составляло 50 м, между пунктами возбуждения – 100 м. Возбуждение колебаний производилось группой из пяти сейсмических вибраторов СВ 20/150 на базе до 40 м. Диапазон свип-сигнала 8–48 Гц, время воздействия до 30 с, накопления – 5–8 воздействий. Длительность записи составляла 16 с.

Общим недостатком глубинных сейсмических исследований МОГТ, проведенных и на Саматлоре, и на землях НК «ЛУКОЙЛ», стала недостаточная протяженность региональных профилей, что значительно снижает эффективность проведенных работ.

Рассмотрим полученную информацию в двух аспектах: для решения проблемы поисков нефти в палеозое и для выявления связей глубинного строения земной коры с нефтегазоносностью осадочного чехла.

### **3.1.1. Новый подход к решению проблемы поисков нефти в палеозое Западной Сибири**

Решением проблемы разработки критериев прогнозирования залежей нефти в доюрских отложениях Западной Сибири занимались многие исследователи. Однако, несмотря на многолетние и многочисленные геолого-геофизические и геохимические работы, в результате которых было предложено множество различных методик и признаков, сколько-нибудь надежных, однозначных критериев прогнозирования нефтегазоносности палеозоя не разработано. Так, сейсморазведчиками различных геофизических организаций прогнозирование перспективных объектов в доюрских комплексах осуществлялось в основном по структурным признакам с дополнением их качественным анализом временных разрезов – выделением выступов, зон разуплотнений, рифов и др. Отдавая должное полученным по палеозою геологическим результатам, его сеймостратиграфическому расчленению, отметим, что многие из выделенных объектов впоследствии не подтвердились, о чем свидетельствует и довольно низкий коэффициент успешности поискового бурения даже в хорошо изученных (по палеозою) районах. Это может говорить о необходимости разработки принципиально нового подхода к решению данной проблемы. База такого подхода была создана в ИГиРГИ в результате выполнения и анализа глубинной сейсморазведки МОВ-ОГТ, а также доступных нам материалов меньшей глубинности на известных месторождениях и залежах [67].



О необходимости разработки нового подхода к решению проблемы палеозоя свидетельствуют также данные о строении относительно неплохо изученных бурением месторождений в доюрских отложениях Нюрольской впадины. Как отмечается в работе [5], коллекторы здесь распространены локально как по площади, так и по разрезу и в основном приурочены к разломам. Углеводороды могут не насыщать всю толщу или верхнюю часть выступа, а концентрироваться в отдельных участках с улучшенными коллекторскими свойствами. Это «ставит под сомнение целесообразность их отождествления с продуктивными пластами слоистых образований, как это принято в классической нефтяной геологии...». В свою очередь, последнее ставит под вопрос целесообразность поиска критериев таких ловушек, исходя из тех же классических устоев.

Обсуждая проблему палеозоя, удивительно точно ставит задачу в одной из своих работ Н.П. Запивалов [25]: «в нефтепоисковой практике следует отказаться от навязчивого "структурного синдрома". Надо тщательно изучать и картировать мобильные надвиговые дислокации».

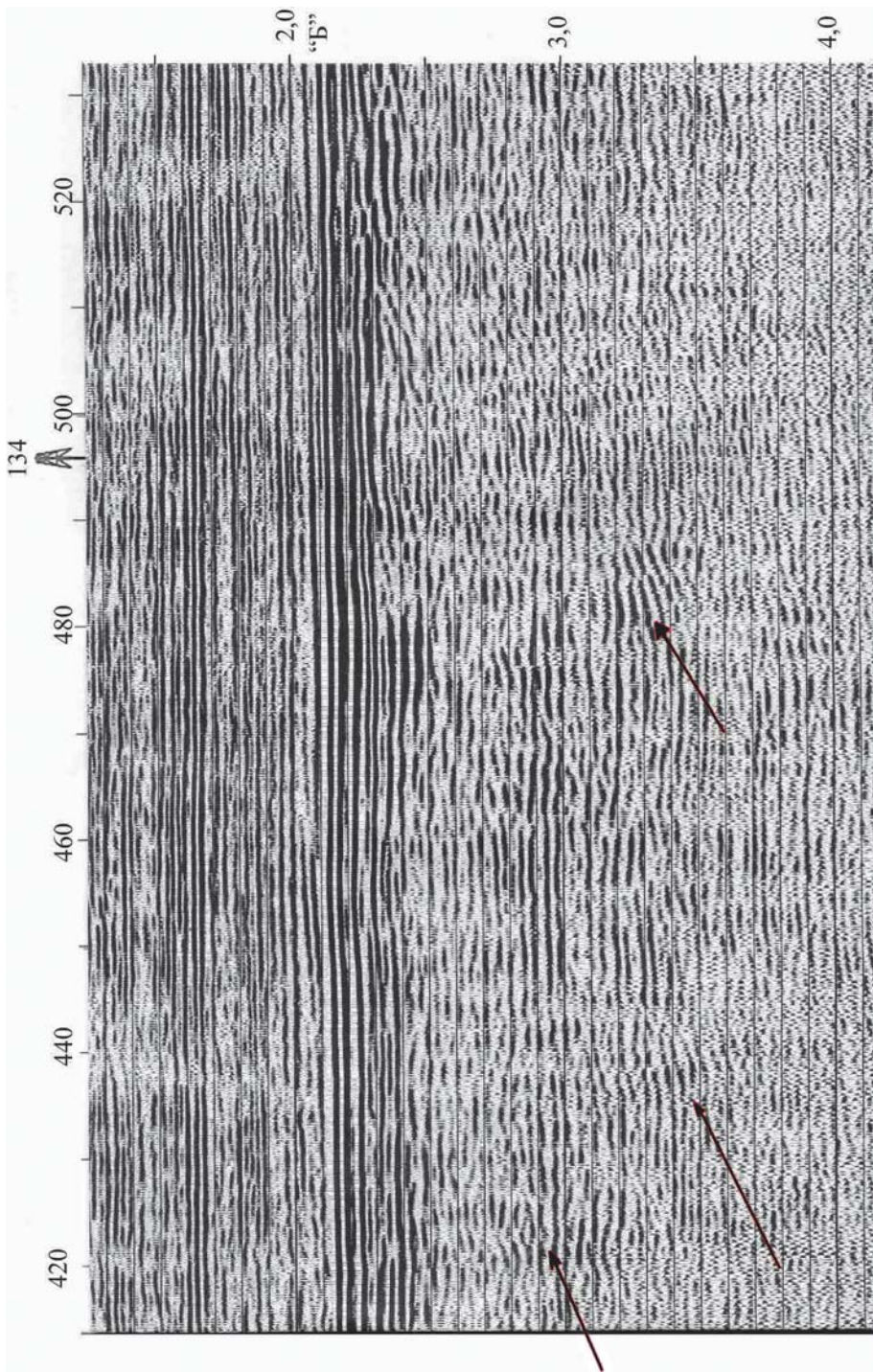
В некоторых предыдущих разделах упоминается ранее сформулированная [28, 76] концепция о том, что каждое нефтяное месторождение состоит из трех основных компонентов:

- собственно ловушки, заполненной нефтью;
- некоего глубинного резервуара как поставщика (генератора) углеводородных флюидов;
- нефтеподводящего канала, соединяющего глубинный резервуар с залежью.

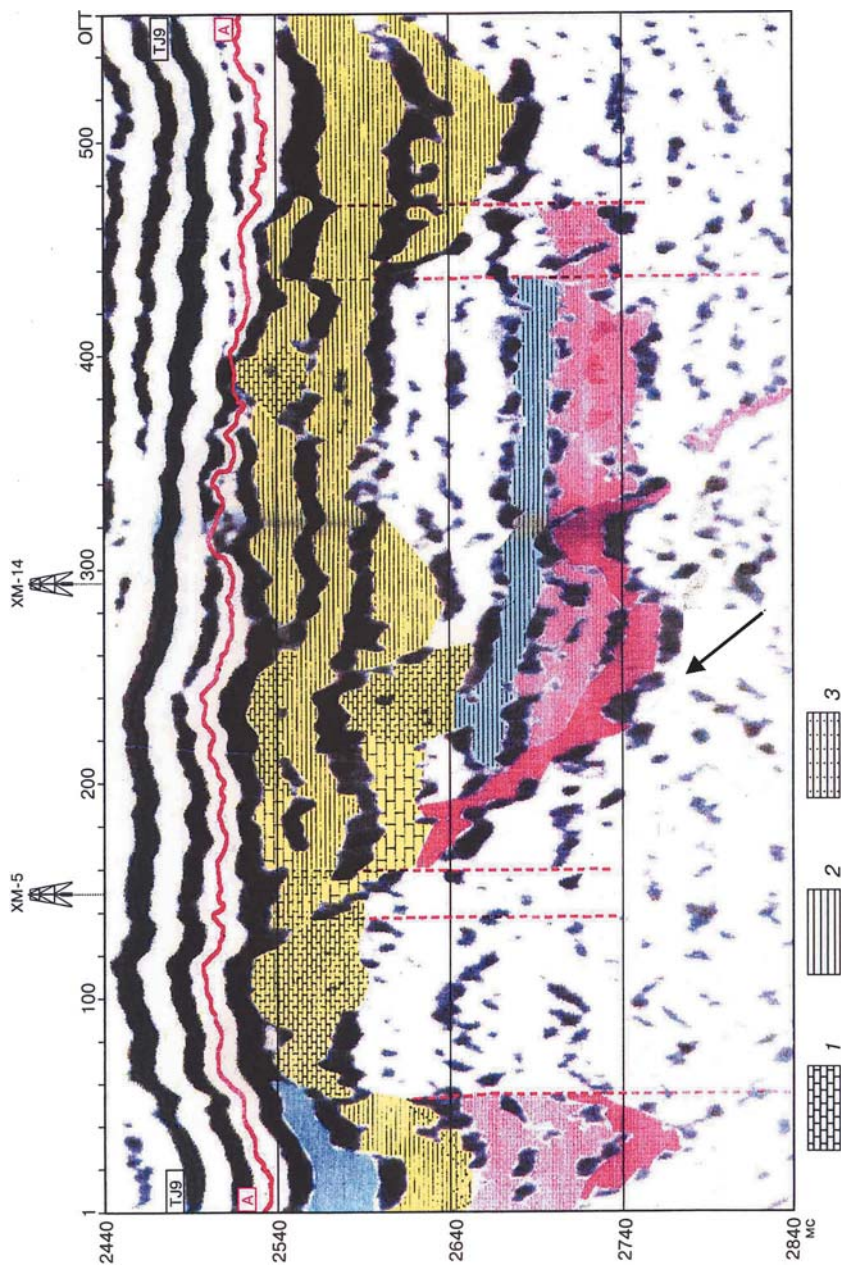
Эта концепция позволяет выработать новый подход к поискам нефти, основанный не только (а иногда и не столько) на поисках ловушек, но и на прогнозировании нефтеподводящих каналов. На древней Восточно-Европейской платформе такие каналы, являясь частью тектонических нарушений, рассекающих всю земную кору, в нижних ее отделах прогнозируются как пологие отражатели. С уменьшением глубины они становятся круче, а в верхней части фундамента и в осадочном чехле они уже субвертикальны и выделяются на сейсмических временных разрезах по традиционным признакам разломов. Рассмотрим, наблюдаются ли на сейсмических профилях, проходящих через известные залежи в палеозое Западной Сибири, подобные или какие-либо иные эффекты, которые могли бы быть истолкованы как отображение возможных нефтеподводящих каналов.

На региональном профиле 010003R, проходящем в субширотном направлении через скв. 134 Урьевского месторождения, где из отложений палеозоя был получен небольшой приток нефти, наблюдаются наклонные оси синфазности (рис. 53). Однако наиболее сильный отражатель (на рисунке показан стрелкой) скважиной 134 не вскрыт. Его выход к поверхности палеозоя наблюдается примерно в 2 км к востоку от этой скважины. На региональном профиле 010001R ось синфазности, связанная с этим отражателем, выделяется, но менее уверенно. На профиле 010004R, также проходящем





**Рис. 53.** Наклонные отражатели в районе скв. 134, Урьевская площадь. Региональный профиль 3, фрагмент



**Рис. 54.** Отображение предполагаемого нефтепроводящего канала (интерпретация автором разреза, представленного в работе [24]). Стрелками показано направление нефтепроводящего канала; виден его выход к подошве юрских отложений в районе скв. 5. 1 – карбонаты, 2 – эффузивы, 3 – туфопесчаники, XM-2, XM-14 – скважины глубокого бурения



через скв. 134 – не выделяется совсем, вероятно, вследствие иной ориентировки профиля.

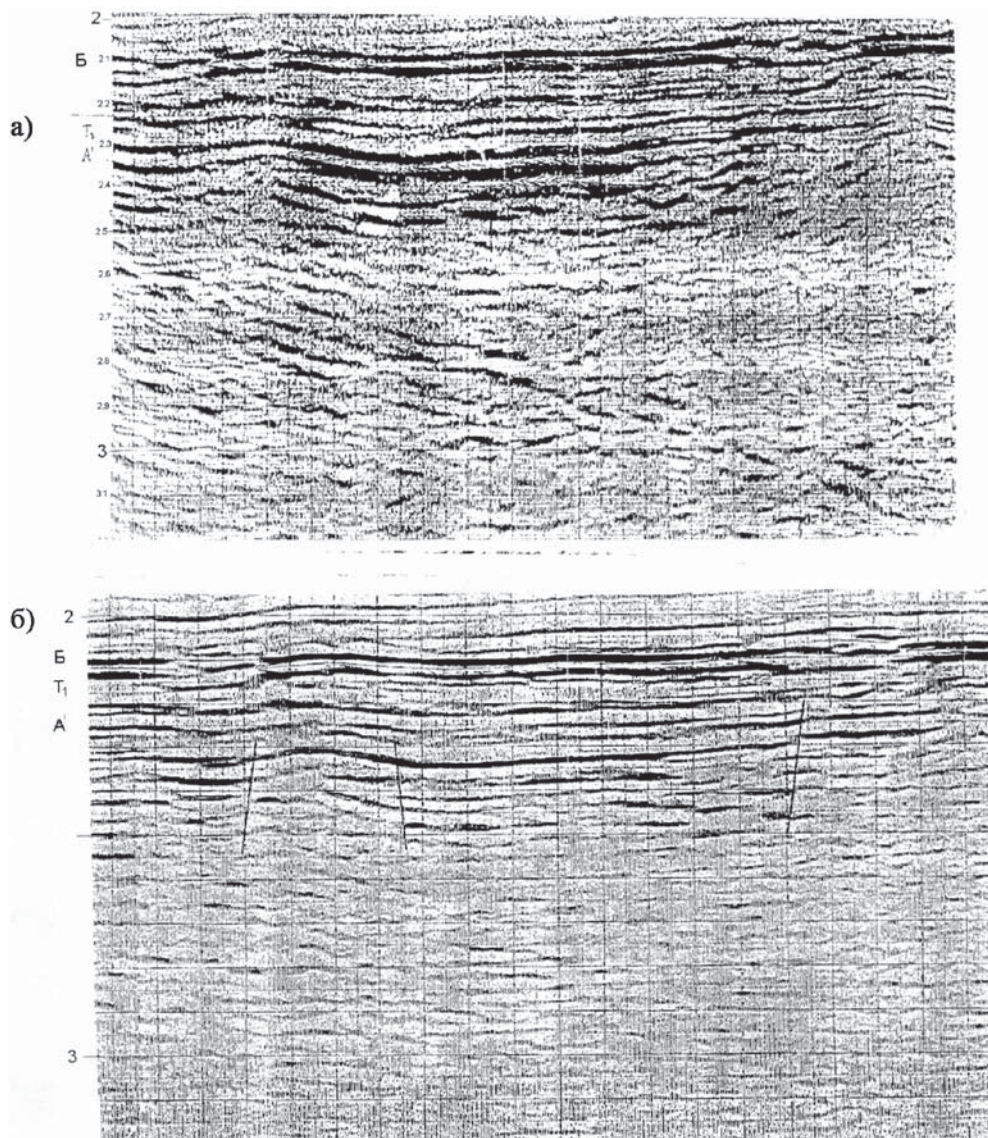
Полученные по региональным профилям результаты позволили сделать вывод о возможной связи наклонных отражателей с залежами нефти в палеозое. Отметим, что некоторыми исследователями также обращалось внимание на подобные объекты. Так, В.Н. Воронов и др. [10] наклонно-слоистые сейсмофациальные комплексы относят к представляющим первоочередной интерес. В.Б. Левянт с соавторами отмечают, что одной из моделей ловушек нефти и газа в кристаллическом фундаменте являются деструктивные субвертикальные или наклонные зоны, связанные с разломами [31].

Одним из надежных способов обнаружения современного подтока углеводородных флюидов и локализации в плане нефтеподводящих каналов является анализ промысловых данных [76]. Наиболее вероятно, что нефтеподводящим каналам соответствуют высокодебитные и длительно работающие скважины. Анализ сейсморазведочных материалов по району таких скважин на известных месторождениях в доюрских отложениях Западной Сибири (Ново-Портовское, Ханты-Мансийское и др.) показал, что на этих участках наблюдаются наклонные, подходящие снизу оси синфазности. Факт наличия такой оси на Ханты-Мансийском месторождении в районе скв. 5 (рис. 54), работающей многие годы практически с постоянным дебитом, и их отсутствие в районе пробуренных рядом «пустых» скважин позволяло высказать предположение о том, что выявленные наклонные отражатели отображают нефтеподводящие каналы.

Таким образом, можно выделить по крайней мере два типа нефтеподводящих каналов: в Волго-Уральской НГП – субвертикальные и в Западно-Сибирской – наклонные. В чем заключается их сходство и различие, как они функционируют – предмет дальнейших исследований. Вместе с тем накопленные фактические материалы позволяют уже сейчас использовать их для решения проблемы палеозоя.

Для сравнения нами были проанализированы временные разрезы по профилям, проходящим в районе исследований через скважины, вскрывающие доюрские отложения на значительную глубину, но залежей нефти не выявившие. Как оказалось, ничего примечательного по доюрской толще в районе этих скважин не наблюдается. Фиксируются в основном субгоризонтальные оси различной интенсивности и протяженности. Лишь на региональном профиле 010004R в районе скв. 152 регистрируется серия наклонных, кулисообразно расположенных, довольно интенсивных отражателей [67]. Облик временного разреза в этом пространственно-временном интервале свидетельствует о формировании здесь взбросо-надвига. Однако попала скважина в разлом или не попала и активен ли этот разлом, остается неясным. По крайней мере в результате испытаний приток из отложений палеозоя не был получен.

Несколько слов о природе наклонных отражателей. По нашему мнению, основывающемуся из-за отсутствия скважин достаточной глубины,



**Рис. 55.** Сопоставление временных разрезов, полученных в разные годы по региональному профилю 22.  
*a* – 1992 г., *б* – 2001 г.

главным образом, на анализе сейсмических временных разрезов, а также на результатах ранее выполненных исследований, демонстрирующих возможность формирования отраженных волн от плоскости разлома [90 и др.], регистрируемые отражатели имеют двойственную природу: и литологическую, и тектоническую. Судя по конфигурации осей синфазности, их протяженности, характеру контакта с вмещающими толщами можно предположить их обусловленность литологическими границами. Вместе с тем, на



ряде временных разрезов наблюдается продолжение наклонных отражателей в юрские и более молодые отложения. Конечно, наблюдаемые эффекты слабы, что связано как с характером этих границ, так и с направленностью при обработке данных на выделение субгоризонтальных границ.

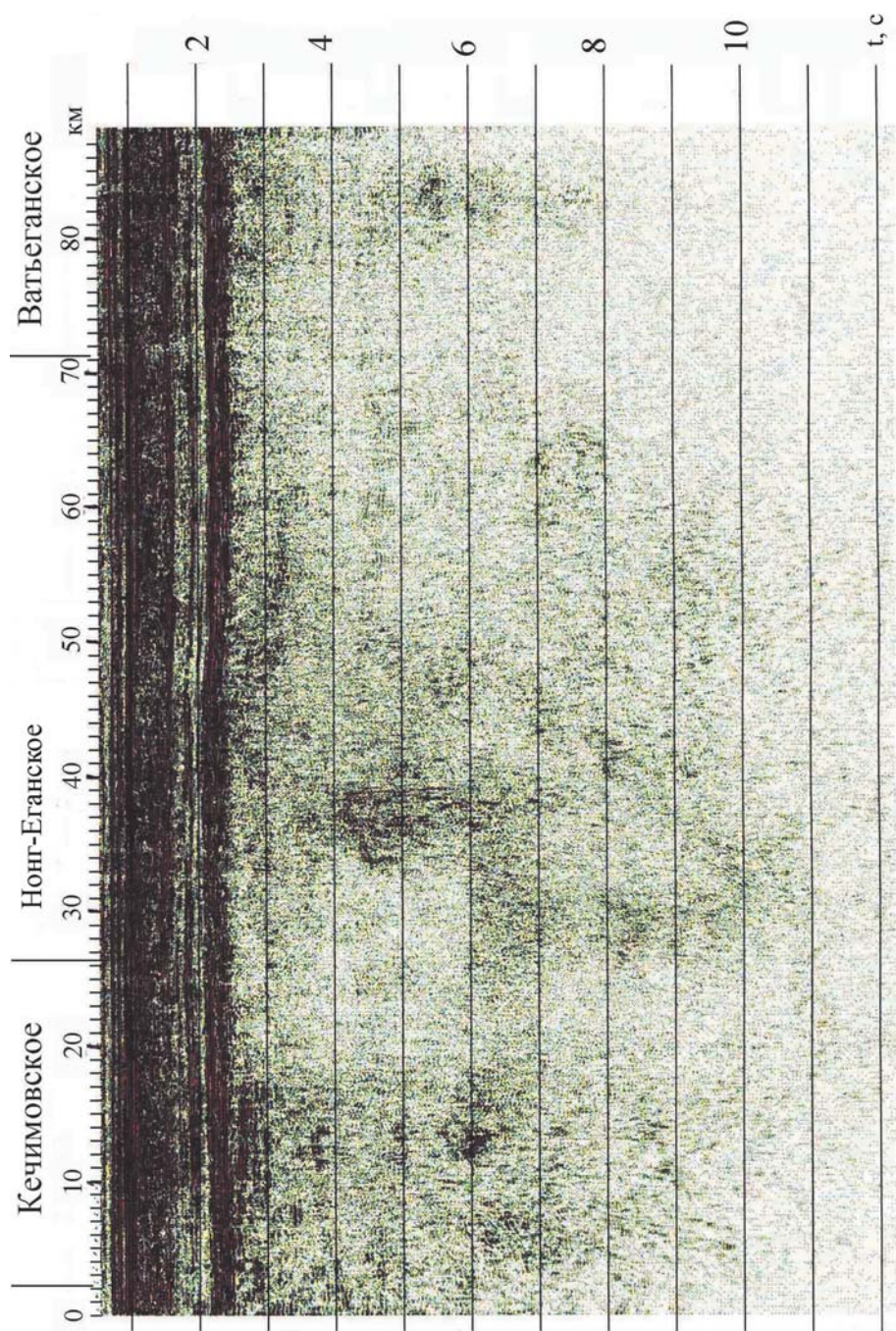
И еще одна сторона вопроса. Если наклонные отражатели несут полезную информацию и могут использоваться в качестве одного из поисковых признаков, то применяемый в регионе граф обработки и параметры применяемых процедур должны быть ориентированы на выделение таких отражателей или, по крайней мере, на их неподавление. Существующая же практика обработки, направленная в большей мере на повышение прослеживаемости субгоризонтальных границ, отрицательно сказывается на выделении наклонных отражателей. Так, например, по результатам обработки одного из региональных профилей в Западной Сибири, выполненной в начале 1990-х годов разными геофизическими компаниями, в доюрской толще четко выделялись наклонные границы. В результате переобработки этого же профиля, выполненной в 2000-х годах по одному из современных обрабатывающих комплексов, эти границы практически исчезли (рис. 55).

Таким образом, проведенные глубинные сейсмические исследования МОВ–ОГТ в сопоставлении с данными по известным месторождениям углеводородов в доюрских отложениях Западной Сибири позволили обосновать новый подход к решению проблемы поисков нефти в палеозое. Реализация этого подхода, базирующегося на выявлении нефтеподводящих каналов, требует не больших затрат, а заинтересованных целенаправленных, скоординированных действий при проектировании и производстве геофизических работ, при обосновании целей, глубины проектируемых скважин, при планировании научно-исследовательских и тематических работ по анализу и обобщению получаемой информации.

### **3.1.2. Особенности глубинного строения земной коры в районе известных нефтяных месторождений**

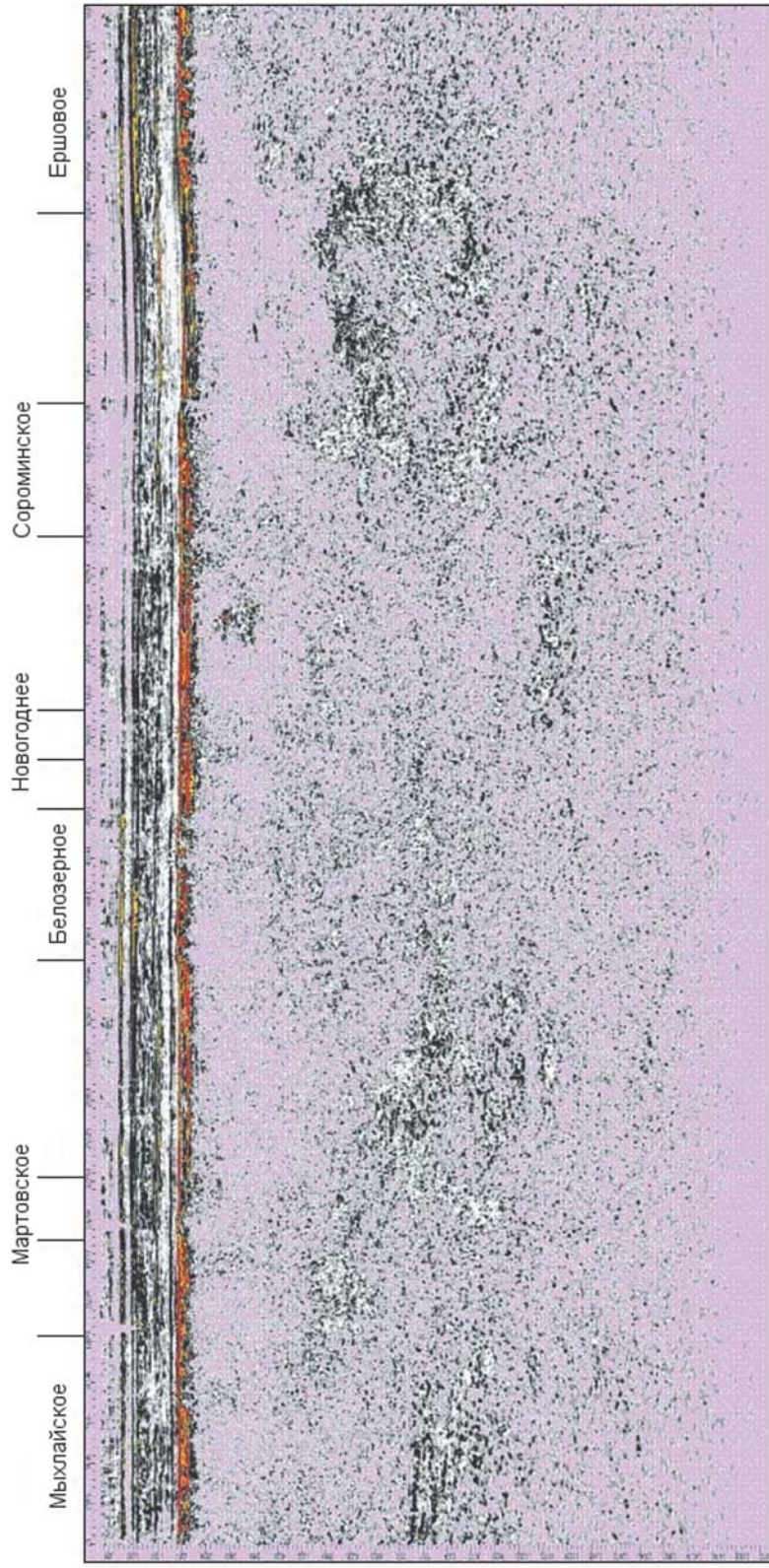
Как отмечалось в разд. 2, для выявления связей глубинного строения земной коры со строением и нефтегазоносностью осадочного чехла необходимы протяженные высококачественные региональные профили, пересекающие крупные зоны нефтегазонакопления. Именно для решения такой задачи был спроектирован и отработан геотраверс «Татсейс», который пересекает практически всю Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию. Профили же, отработанные на Нижнеуртовском своде (рис. 52), были ограничены лицензионными участками и вряд ли могут соответствовать предъявляемым требованиям. Тем не менее какие-то особенности волновых полей, характеризующих особенности глубинного строения земной коры в районе пересеченных профилями известных месторождений, попробуем выявить.

На полученных по региональным профилям временных разрезах на временах 2,5–11 с отмечается наличие динамических аномалий. Обычно



**Рис. 56.** Динамические аномалии в земной коре в районе месторождений. Региональный профиль 5





**Рис. 57.** Самогглорское месторождение. Региональный профиль 140103 (материалы ОАО «Сибнефтегео-физика», [www.sibngf.ru](http://www.sibngf.ru))

они выделяются по высокой интенсивности записи – «ярким пятнам» с субгоризонтальной расслоенностью, называемым в зарубежной литературе «рефлективити». Фиксируются они на больших временах в глубинных зонах земной коры, иногда на уровне границы Мохо. В окрестности ярких пятен часто наблюдаются зоны повышенной интенсивности записи, обращенные в ряде случаев субвертикальные динамические аномалии.

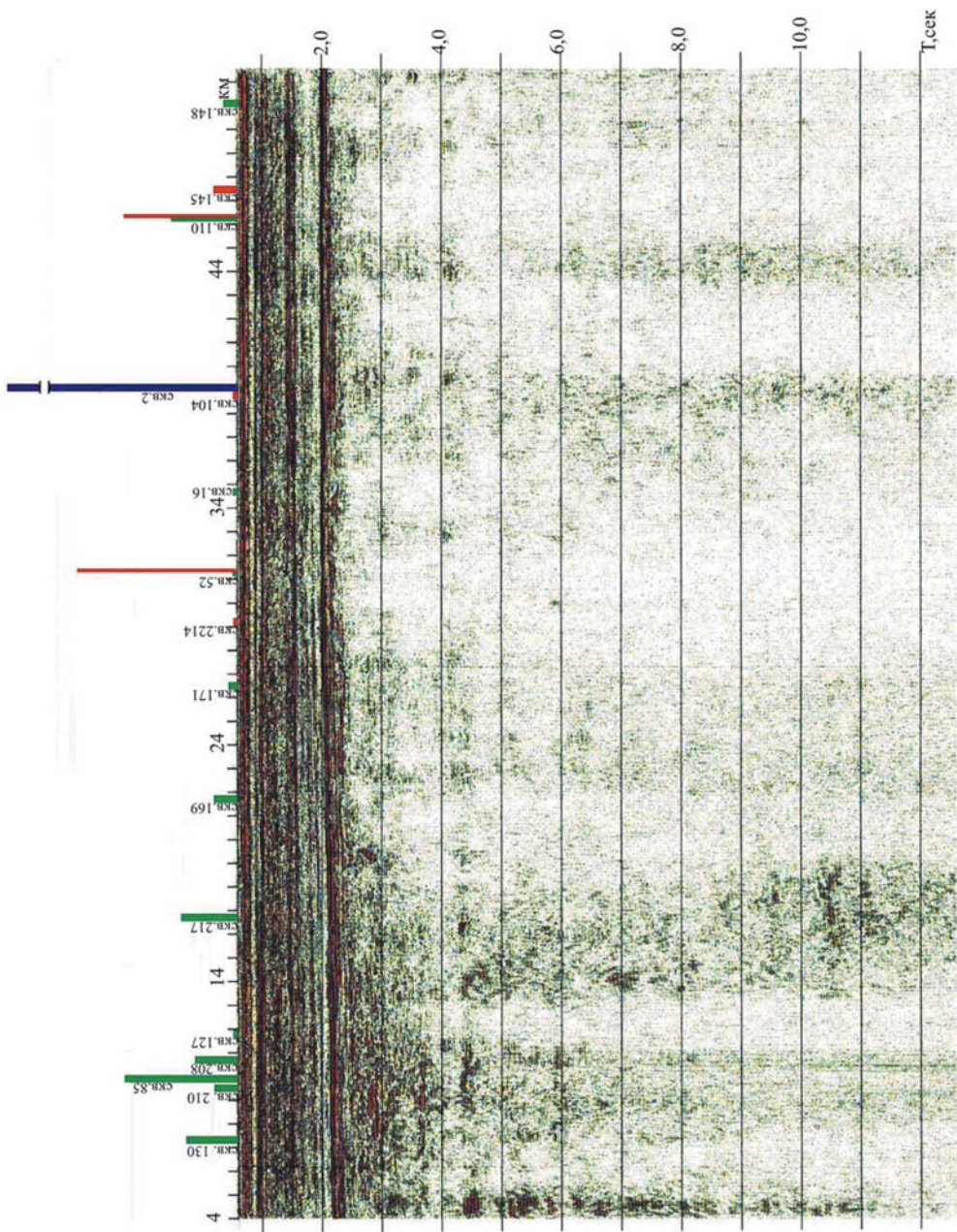
Анализ местоположения выявленных аномалий показал, что большинство из них расположены под нефтяными месторождениями. С другой стороны, – нет ни одного месторождения, пересеченного региональным профилем, где не наблюдались бы такие динамические аномалии. В качестве иллюстрации можно привести региональный профиль 010005R (рис. 56), пересекающий Кечимовское месторождение, проходящий по краю Нонг-Еганского и входящий на Ватьеганское, где такая связь прослеживается достаточно четко. Под каждым из этих месторождений наблюдается динамическая аномалия. Таким образом, полученную информацию можно считать еще одним фактом, подтверждающим наличие причинно-следственной связи в размещении скоплений углеводородов и динамических аномалий в земной коре. Основываясь на этом, можно, как и по Волго-Уральской НГП, подойти к выработке методики прогнозирования крупных скоплений углеводородов.

В отношении результатов глубинной сейсморазведки МОГТ, полученных на Самотлоре ОАО «Сибнефтегеофизика», следует сказать, что они практически не опубликованы. Материалы, размещенные на сайте этого предприятия, не имеют точной привязки, что затрудняет или делает невозможным их анализ. Можно лишь отметить наличие в земной коре динамических аномалий (рис. 57), подобных наблюдаемым в западной части Нижневартовского свода, а также существенную тектоническую нарушенность низов осадочного чехла и верхней части доюрского комплекса. По-видимому, имеет смысл провести здесь специализированную переобработку сейсморазведочных данных, а затем глубокий анализ нефтеносности и наблюдаемой волновой картины.

Целесообразность такого подхода может быть проиллюстрирована сопоставлением временного разреза по профилю 010001R, проходящему по Нивагальскому и Урьевскому месторождениям, и данных о дебитах по скважинам, расположенным на этом профиле или в непосредственной близости от него (рис. 58). В связи с отсутствием детальных промысловых данных нами были использованы результаты испытаний поисковых и разведочных скважин, поэтому полученные результаты не могут претендовать на полноту. Тем не менее интересная зависимость здесь проявилась.

Так, в западной части профиля, где фиксируются интенсивные динамические аномалии, наблюдается увеличение дебитов, причем закономерное, из пласта ЮВ1 (рис. 58). Также здесь наблюдается понижение уровня ВНК. Напомним в этой связи, что в соответствии с развиваемой нами концепцией [76 и др.] участки подтока глубинных углеводородных флюидов именно так и должны характеризоваться.





**Рис. 58.** Сопоставление характера волнового поля с величинами дебитов. Профиль 010001R. Высота столбиков пропорциональна величине дебитов; красным, синим, зеленым показаны данные по пластам групп А, Б, Ю соответственно

## **3.2. Переобработка и переинтерпретация региональных профилей прошлых лет на севере Западной Сибири**

С целью изучения особенностей строения и перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов осадочного чехла Большехетской впадины и прилегающих территорий была проведена специализированная переобработка сейсморазведочных материалов по региональным профилям, отработанным ПГО «Ямалгеофизика» в 1983–1985 гг. Обоснованием постановки этих работ послужили, с одной стороны, необходимость расширения ресурсной базы НК «ЛУКОЙЛ» на севере Западной Сибири, с другой – результаты глубинной сейсморазведки МОГТ, полученные в других нефтегазоносных провинциях и районах и выявившие наличие связей глубинного строения земной коры со строением и нефтегазоносностью осадочного чехла [64, 66]. Отметим сразу, что выполненная переобработка, несмотря на столь «почтенный» возраст исходных полевых материалов, позволила решить поставленные задачи и выявить перспективные участки и объекты как по глубокозалегающим горизонтам, так и по меловым отложениям, в которых сосредоточены разрабатываемые на территории исследований месторождения углеводородов.

### **3.2.1. Методика полевых работ и качество первичного материала; обработка данных**

При производстве полевых работ применялась типичная для 1980-х годов методика: фланговая 48-канальная расстановка с шагом ПП 80 м, шагом ПВ 160 м и проектной кратностью 12. Возбуждение упругих колебаний осуществлялось взрывами. В качестве регистрирующей аппаратуры в основном использовались сейсмостанции «Прогресс-2». Длительность записи составляла 10 с. Примененная методика в целом обеспечила достаточно уверенное прослеживание горизонтов осадочного чехла, а также получение информации по доюрскому комплексу. На сейсмограммах на временах 0,5–3 с уверенно выделяются многочисленные отражения от границ в осадочном чехле. На больших временах отражения на полевых сейсмограммах практически не выделяются. Можно также отметить значительное количество неработающих и шумящих каналов, что затрудняло получение информативных сейсмических временных разрезов.

Обработка сейсморазведочных материалов выполнялась в системе FOCUS. В соответствии с целевым назначением работ она в значительной мере была направлена на повышение информативности данных по глубокозалегающим горизонтам. Идеологической ее основой являлось достижение оптимального сочетания прослеживаемости и пространственной разрешенности записи и, конечно, сохранение истинных соотношений амплитуд. В результате использования этих программно-алгоритмических средств и выработанных подходов к обработке получены сейсмические временные

разрезы, на которых выделяются отражающие горизонты как по меловым и юрским отложениям, так и по доюрским комплексам, а также динамические аномалии различной интенсивности и конфигурации.

Визуализация полученных временных разрезов обычно проводилась в горизонтальном масштабе 1 : 200 000 и в двух вертикальных, один из которых иллюстрировал характер структурных планов отражающих горизонтов и наглядно отображал прогнозируемые антиклинальные перегибы (обычно 1 с – 10–20 см), а второй давал неискаженную (или, вернее, менее искаженную) информацию для тектонической интерпретации – выделения динамических аномалий, тектонических разрывов и др. (обычно 1 с – 1,0–2,5 см).

### **3.2.2. Сравнительный анализ волнового поля в районе известных месторождений углеводородов и за их пределами**

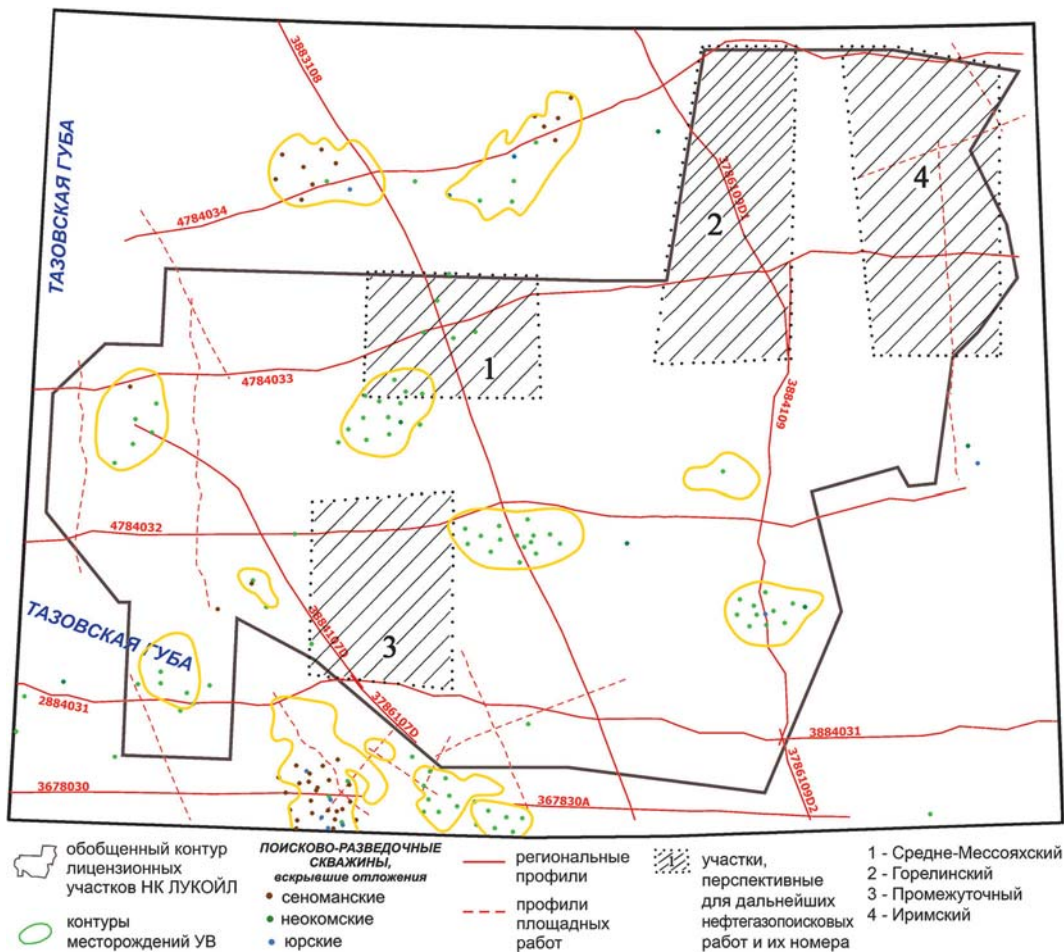
Несмотря на длительную историю изучения месторождений углеводородов Западной Сибири, вопросы по их формированию остаются. Как справедливо отмечается в работе [62], это касается как генезиса УВ, так и условий образования ловушек. Нами, как и для условий Среднего Приобья, для выработки интерпретационных подходов использовалась сформулированная ранее (см. разд. 3.1) концепция, одним из основных положений которой является то, что под каждым месторождением существует нефтеподводящий канал, по которому в ловушку поступают глубинные углеводородные флюиды.

То есть месторождение углеводородов рассматривается нами как гидродинамически активная система, как результат восходящей миграции углеводородных флюидов по нефтеподводящим каналам из верхней мантии или глубинных зон земной коры в ловушки, сформировавшиеся преимущественно в осадочном чехле. Это позволяет нам, в дополнение к традиционно применяемым способам прогноза ловушек, использовать дополнительный признак – наличие или отсутствие миграционных каналов под изучаемыми объектами и возможных экранирующих толщ. Собственно говоря, и проводимая нами переобработка сейсморазведочных материалов в значительной мере была ориентирована на выявление этих каналов.

Для выработки критериев интерпретации полученных временных разрезов было выполнено сравнение особенностей волнового поля в районе известных месторождений углеводородов и в районе «пустых» скважин [82].

Рассмотрим региональный профиль 4784033, пересекающий в субширотном направлении северную часть Находкинского месторождения и район «пустых» скважин 8, 16, 69 Средне-Мессояхской площади (рис. 59). На полученном в результате переобработки сейсмическом временном разрезе (рис. 60, *а*, *б*) вполне уверенно прослеживаются отражающие горизонты в продуктивной части разреза и в нижней части осадочного чехла. Вместе с тем выделяются динамические аномалии, прослеживающиеся вверх по разрезу в виде субвертикальных или крутонаклоненных ослабленных





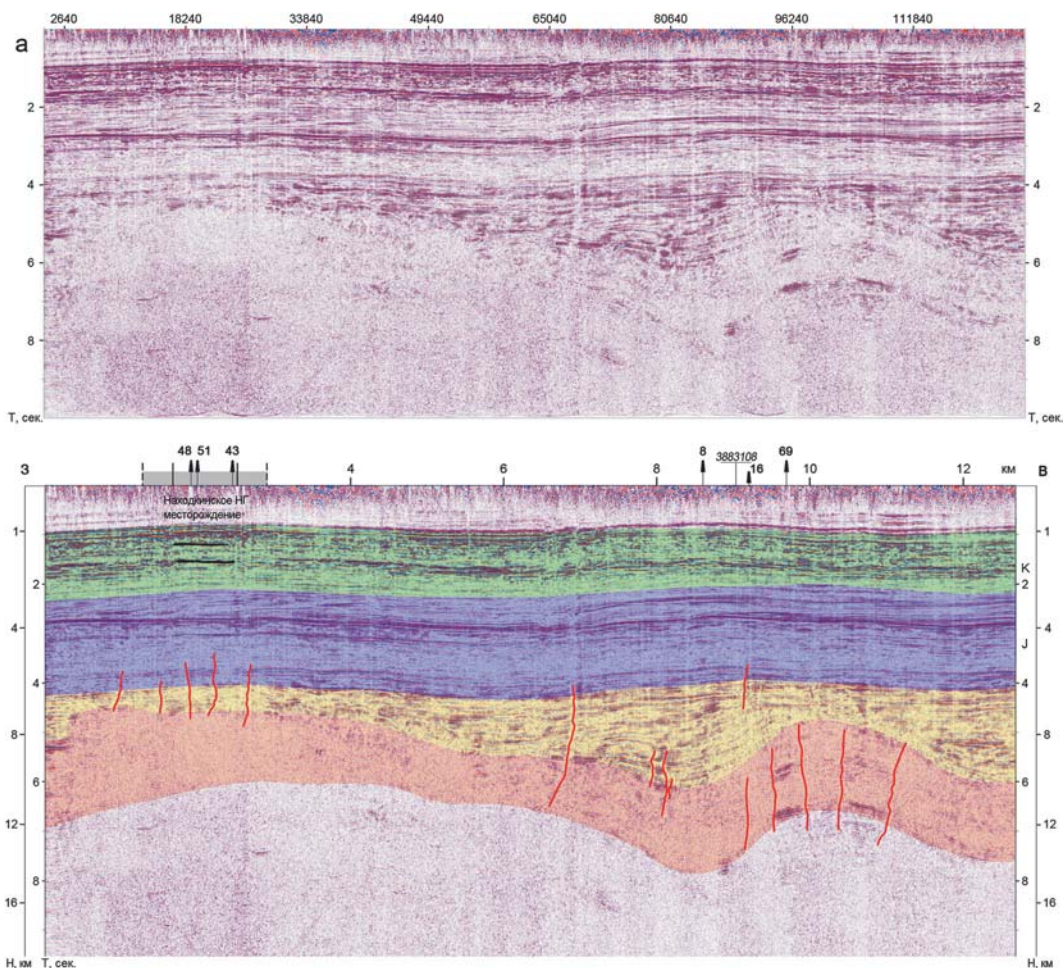
**Рис. 59.** Схема изученности региональными сейсморазведочными работами и бурением (по данным ОАО «Ямалгеофизика»). Большехетская зона

зон, отображающих, вероятно, искомые нефтеподводящие, или правильнее, нефтегазоподводящие каналы (в работах Р.М. Бембея, В.М. Мегери они названы субвертикальными зонами деструкции [40 и др.]). Обращает на себя внимание также и то, что если в районе Находкинского месторождения нижние горизонты (интервал 3,8–4,6 с), предположительно связываемые с отложениями нижней юры и, возможно, триаса, интенсивно расчленены и имеют сравнительно небольшую мощность (толщину), то в районе «пустых» скважин эти отложения нарушены в гораздо меньшей степени, а мощность их существенно больше. Из этого можно сделать вывод о том, что экранирующая роль этих отложений для поступающих снизу углеводородных флюидов в районе скважин 8, 16, 69 весьма существенна.



Кроме того, в районе Находкинского месторождения тектонически нарушенные зоны прослеживаются вверх по разрезу в виде субвертикальных ослабленных интервалов практически до продуктивных толщ. Именно по таким зонам могла происходить восходящая миграция углеводородных флюидов. В районе «пустых» скважин нарушение по нижним горизонтам осадочного чехла отмечается лишь на 92-м километре, а верхнеюрские отложения здесь не нарушены совсем.

Таким образом, в районе Находкинского месторождения восходящие углеводородные флюиды проходили по тектонически нарушенным зонам и концентрировались в ловушках в меловых отложениях. На Средне-Мессояхской площади (в районе «пустых» скважин) небольшие залежи могли быть обнаружены в юрских отложениях, а в меловых отложениях, которые были вскрыты скважинами 8, 16, 69, вероятность обнаружения залежей ничтожно мала.



**Рис. 60.** Временной разрез по профилю 4784033.  
*а* – без интерпретации, *б* – с интерпретацией

Экранирующая роль нижнеюрских и триасовых отложений на Средне-Мессояхской площади могла быть усилена предположительно палеозойскими породами, сформировавшимися в интервале профиля 85–120 км гигантскую антиклинальную структуру (рис. 60). В будущем эта структура может представлять несомненный интерес для поисков крупных месторождений углеводородов на больших глубинах.

На региональном профиле 3883108, пересекающем Западно-Мессояхское и Пякяхинское месторождения и район «пустых» скважин 7, 16 Средне-Мессояхской площади, выявленные закономерности в целом подтверждаются. Кроме антиклинальных перегибов по меловым отложениям, здесь также наблюдаются соответствующие месторождениям интенсивно нарушенные по горизонтам триаса и нижней юры участки (на Западно-Мессояхском 236–246 км, рис. 61), которым в вышележающих отложениях юры и неокома соответствуют субвертикальные ослабленные зоны. В районе «пустых» скважин (интервал 204–216 км) отражающие горизонты практически не нарушены. Отметим, что нарушенные участки в районе Западно-Мессояхского и Пякяхинского месторождений отображают и известные инверсионные кольцевые структуры (ИКС), лишней раз подтверждая тектоническую природу последних.

Кроме рассмотренных выше профилей 4784033 и 3883108, которые проходят через известные месторождения и через «пустые» скважины и поэтому могут рассматриваться как эталонные (обучающие) для выработки интерпретационных подходов, есть профили, которые проходят или только через месторождения, или только через «пустые» скважины и, строго говоря, не могут претендовать на роль эталонных. Тем не менее временные разрезы по этим профилям были проанализированы с тех же позиций.

Профиль 3884031 пересекает известное Лодочное месторождение в интервале 167–171 км. На временном разрезе с небольшим смещением к западу по нижезалегающим горизонтам здесь четко выделяется субвертикальная нарушенная зона (рис. 62).

Профиль 4784034 пересекает Западно-Мессояхское и Восточно-Мессояхское месторождения. На временном разрезе этим месторождениям соответствует целая серия субвертикальных нарушенных зон (рис. 63).

Профиль 3784109, пересекающий в субмеридиональном направлении Хальмерпаютинское месторождение, казалось бы нарушает, вернее не полностью подтверждает, отмечаемые по другим профилям закономерности. Действительно, если «инверсионный» характер поведения юрских и меловых отражающих горизонтов здесь виден вполне отчетливо, то субвертикальная ослабленная зона прослеживается неуверенно. Проведенный нами анализ площадных сейсморазведочных работ в этом районе показал, что такие зоны вполне уверенно выделяются по материалам площадной сейсморазведки (Давыдовская сеймопартия, профили 6 и 35), т.е. профиль 3784109 не оптимальным образом проходит через нефтегазоподводящий канал, способствующий формированию Хальмерпаютинского месторождения.

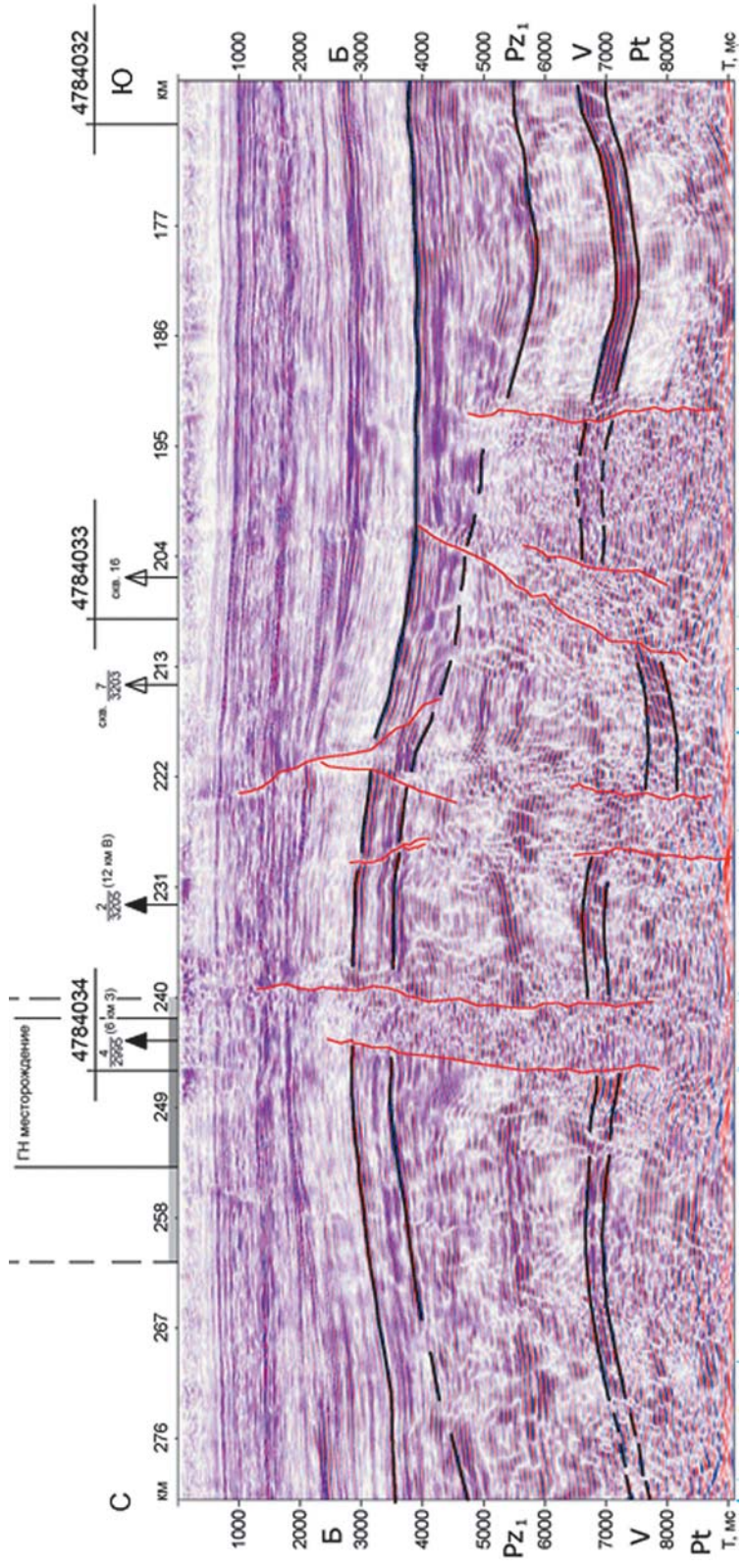
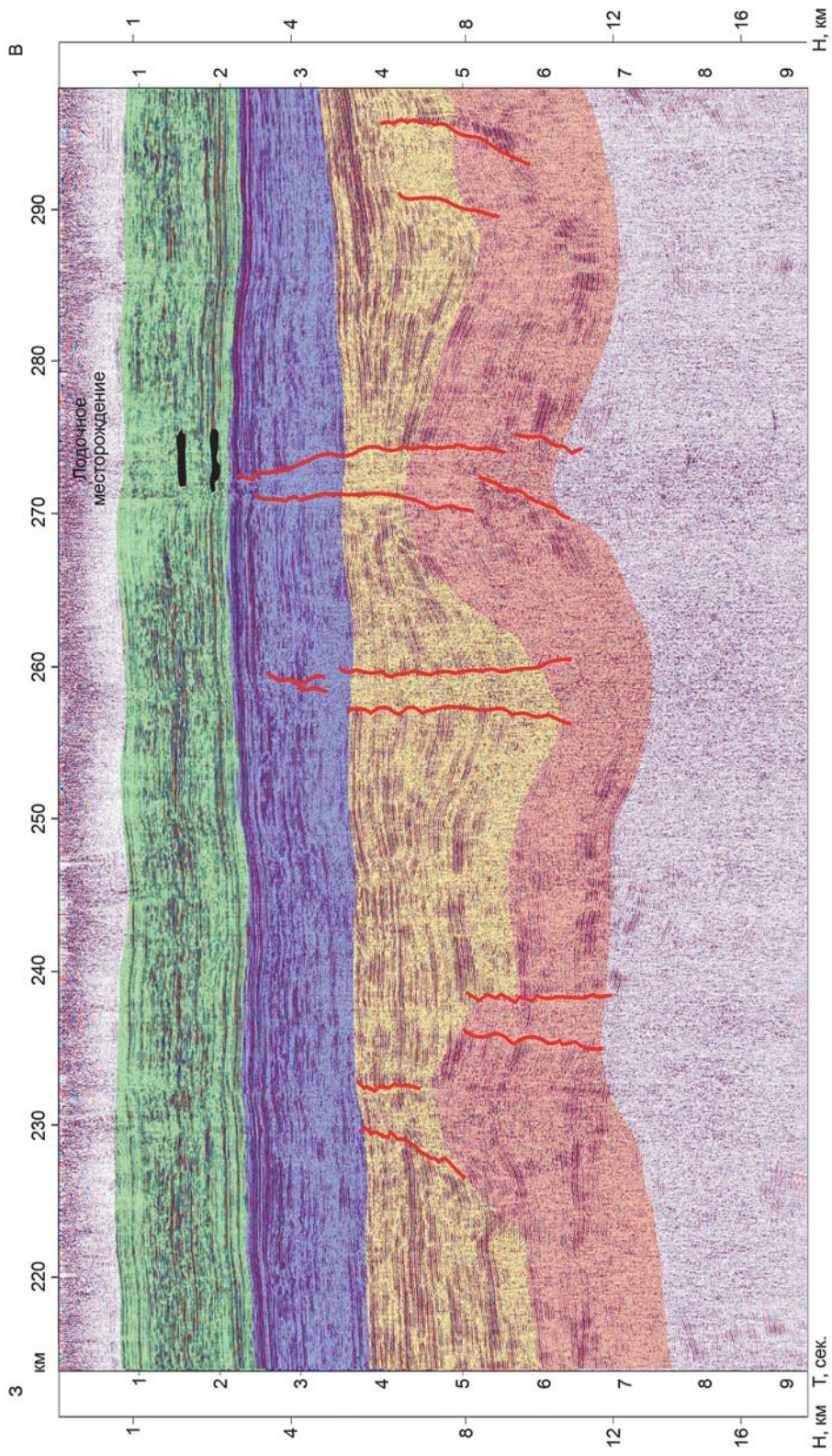


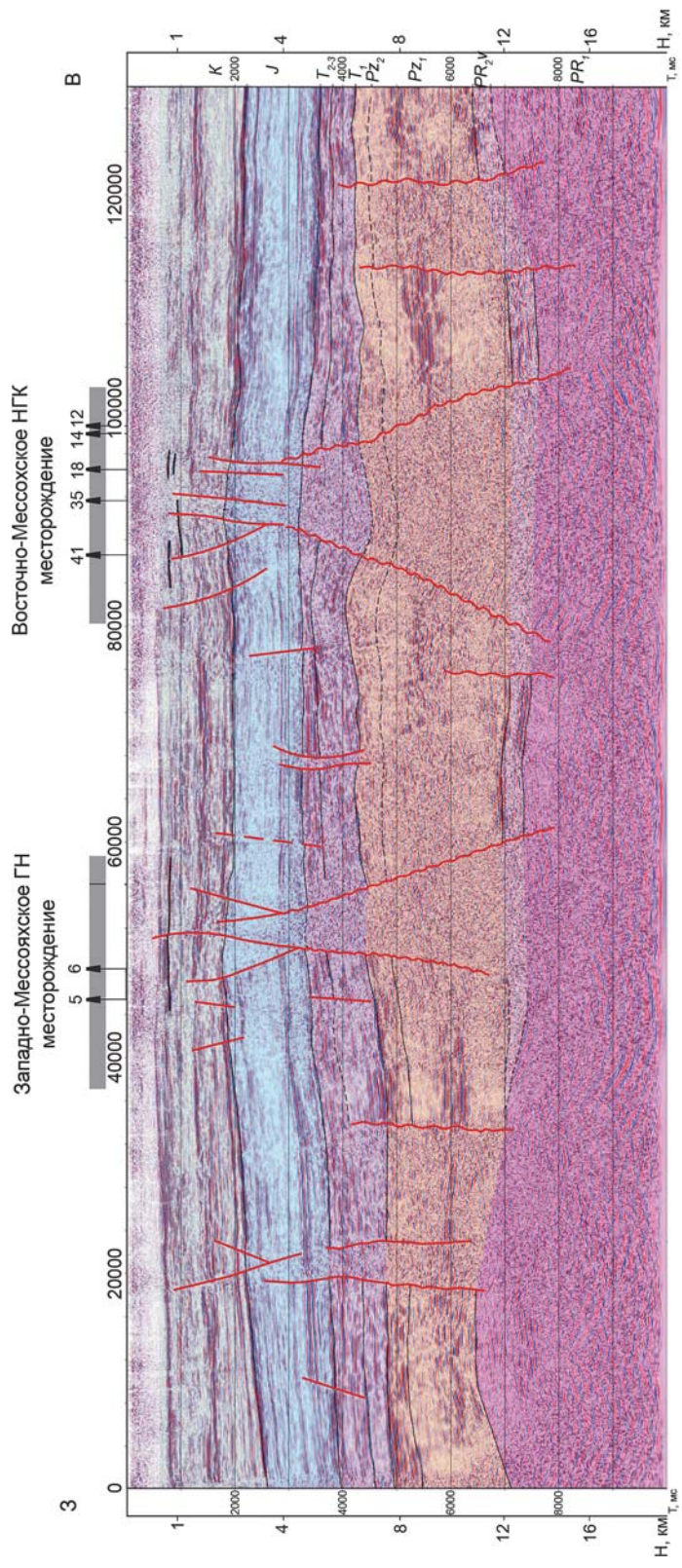
Рис. 61. Фрагмент временного разреза по профилю 3883108





**Рис. 62.** Временной разрез по профилю 3884031





**Рис. 63.** Характер волновой картины в районе Западно-Мессояхского и Восточно-Мессояхского месторождений. Профиль 478434

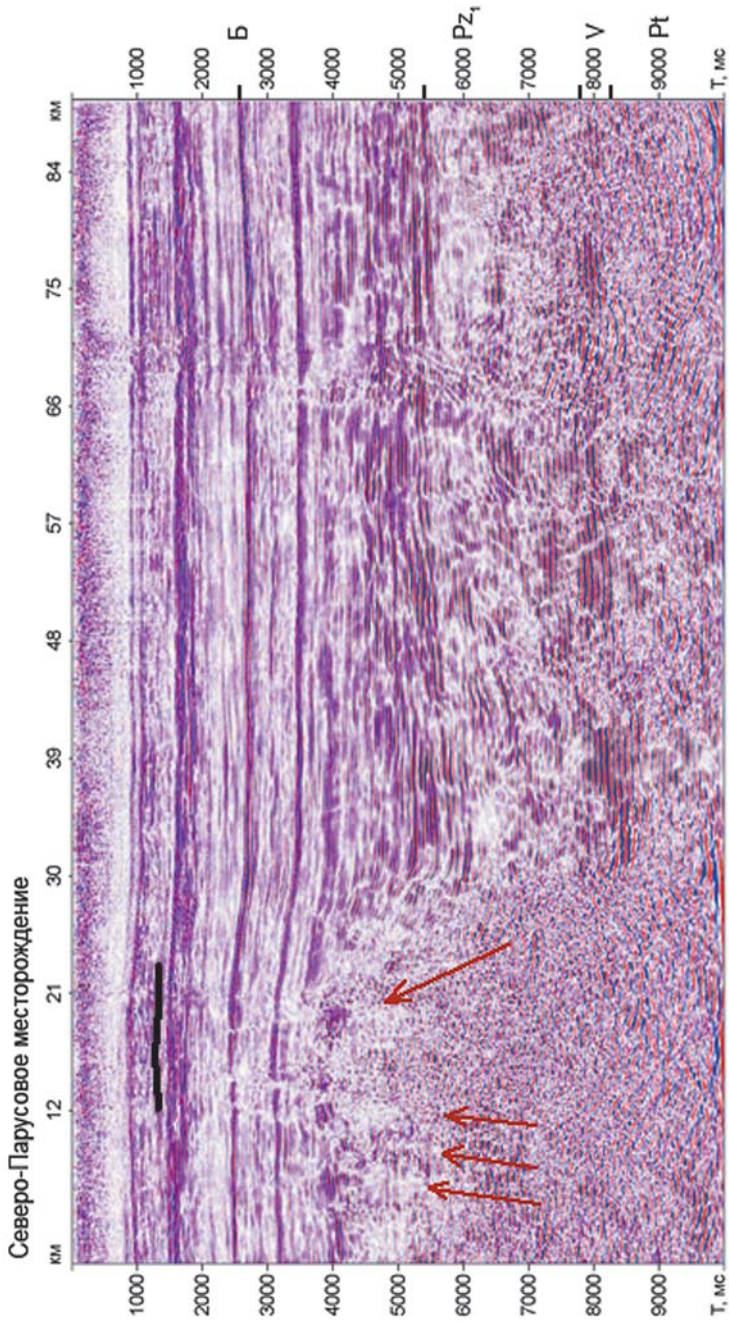


Рис. 64. Временной разрез по профилю 288335

Убедившись на фактических материалах в положении о том, что каждому месторождению углеводородов соответствует нефтегазоподводящий канал, отображаемый на сейсмических разрезах в виде субвертикальной нарушенной зоны, рассмотрим более детально (насколько это позволяют региональные работы) отображение и, по возможности, строение этих каналов. Во-первых, отметим, что каналы могут быть разной ширины. Так, судя по профилям 4784034 и 3883108 (Западно- и Восточно-Мессояхское месторождения) их ширина может достигать 5–6 км, в то время как на Северо-Парусовом их ширина составляет, по-видимому, первые сотни метров (рис. 64).

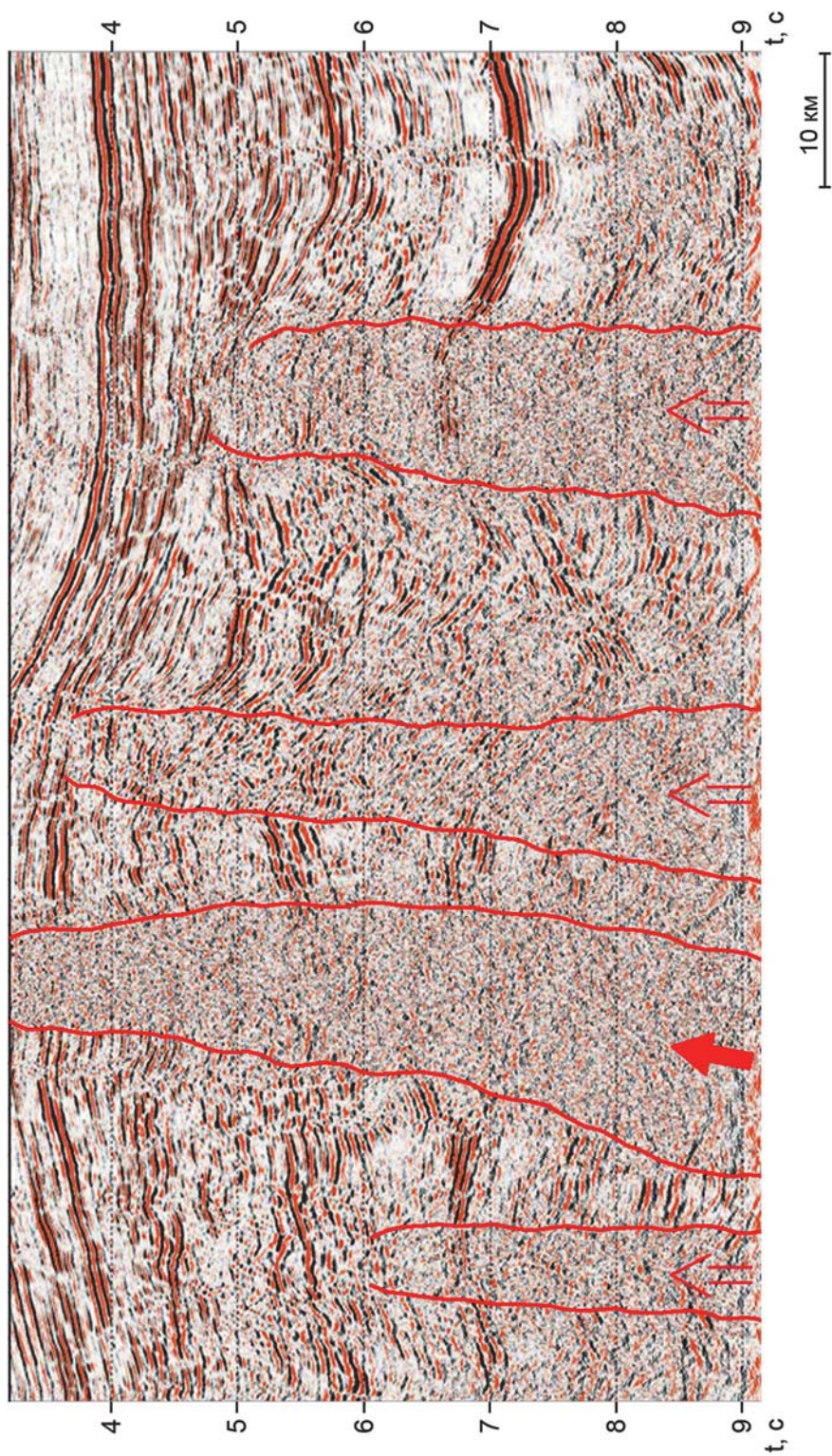
Во-вторых, при более детальном рассмотрении четко видно (рис. 65), что кроме основного канала прорыва, благодаря которому сформировалась залежь в меловых отложениях, есть и второстепенные, которые могли сформировать залежи в юрских отложениях (рис. 65).

Таким образом, полученные в результате переобработки временные разрезы, а также анализ результатов площадных сейсморазведочных работ позволяют сделать вполне определенный вывод: **известным месторождениям углеводородов в меловых отложениях соответствуют субвертикальные нарушенные зоны по нижним горизонтам осадочного чехла.** В ряде случаев эти зоны прослеживаются вверх по разрезу по традиционным признакам тектонических нарушений вплоть до меловых отложений. В районе «пустых» скважин, напротив, обычно наблюдаются ненарушенные юрские и триасовые отложения значительной мощности. Отсюда может быть сделан второй важный вывод: **перспективными по глубокозалегающим горизонтам могут быть участки, где тектонически нарушенные зоны выделяются ниже этих горизонтов, а выше них присутствует надежный экран ненарушенных пород.** Вероятно, вопрос о распределении и качестве коллекторов и покрышек в разрезе юрских, триасовых и палеозойских отложений на первом этапе мог быть решен по аналогии с другими площадями Западной Сибири. Но в будущем, по аналогии с Татарстаном [44], необходимо ставить вопрос о бурении специальной параметрической скважины.

### **3.2.3. Сопоставление потенциальных геофизических полей, особенностей волнового поля и размещения месторождений углеводородов**

Являющиеся предметом внимания и изучения многих геологов и геофизиков инверсионные кольцевые структуры (ИКС) оказались, как показали результаты ВСП в Хальмерпаютинской скв. 2099, отображением на сейсмических временных разрезах локальных низкоскоростных аномалий. Естественно полагать, что эти аномалии возникли не сами по себе, а явились следствием каких-то мощных, скорее всего тектонических, процессов. Но как бы то ни было, приуроченность месторождений УВ к таким аномалиям несомненна. Более того, как отмечается в некоторых работах (Сокол И.Д.,





**Рис. 65.** Западно-Мессояхское месторождение. Региональный профиль 108, фрагмент. Прогнозирование каналов прорыва: красная стрелка – основной, благодаря которому сформировались залежи в меловых отложениях; светлая стрелка – второстепенных, с которыми может быть связано формирование залежей в низлах осадочного чехла



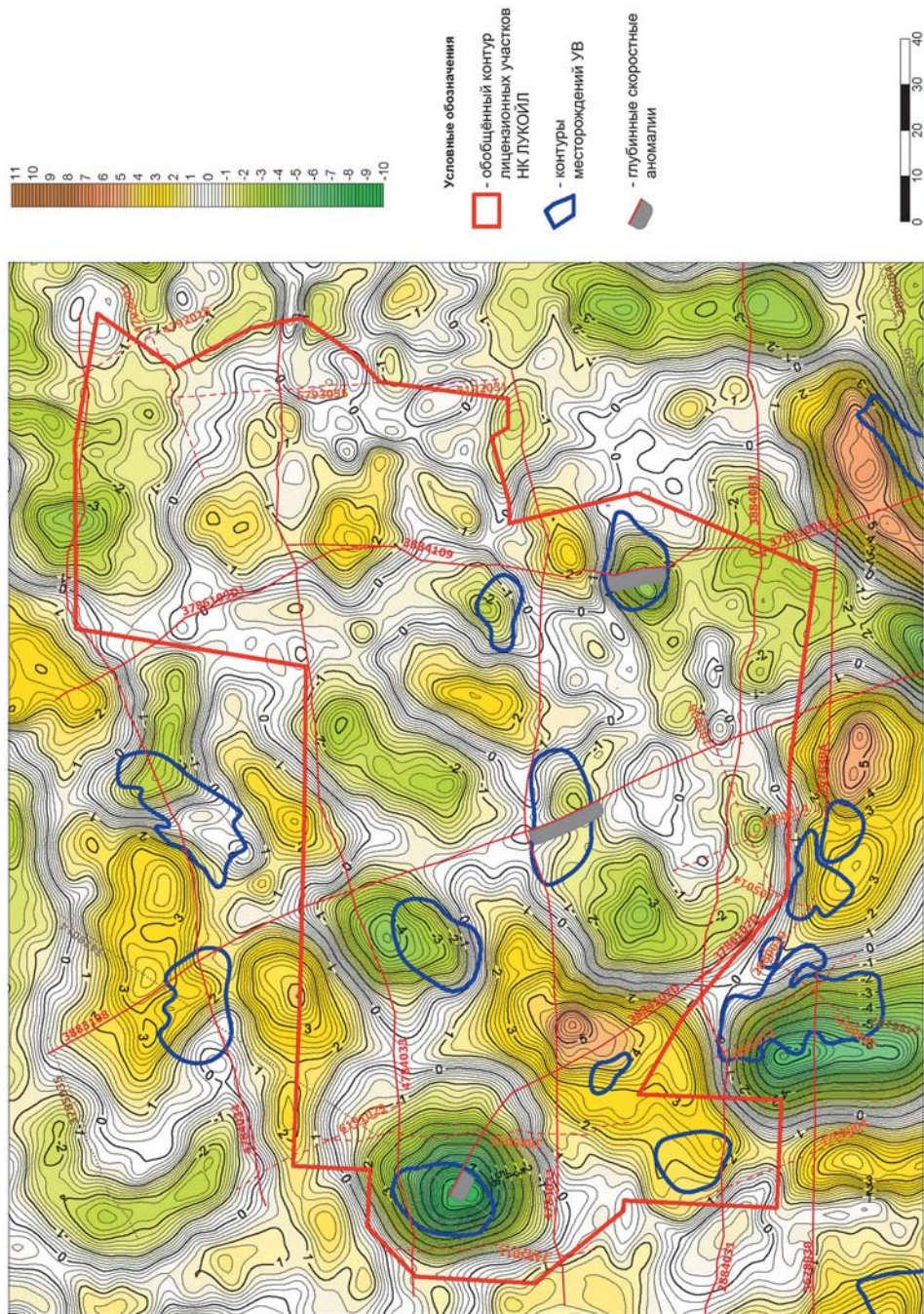
2006 г. и др.), наличие отрицательной скоростной аномалии можно рассматривать как прямой поисковый признак существования в вышезалегающем разрезе залежей УВ.

На сейсмических временных разрезах эти аномалии проявляются обычно в виде антиклинальных перегибов по меловым горизонтам, которым соответствуют синклинали по юрским горизонтам. Причем амплитуды этих синклиналей увеличиваются с глубиной. Такие аномальные по кинематическим признакам зоны обычно хорошо отображаются и в динамике резким ослаблением и нерегулярностью сейсмической записи.

Сопоставление карт локальных аномалий гравитационного и магнитного полей (полученных ЗАО «Гравиразведка») с размещением месторождений углеводородов также позволяет сделать интересные выводы. Так, большинство из известных месторождений в районе исследований и на прилегающих территориях приурочены к отрицательным аномалиям и гравитационного, и магнитного полей (рис. 66, 67). Наиболее четко это видно по Находкинскому, Южно-Мессояхскому, Пякяхинскому, Хальмерпаютинскому, Восточно-Мессояхскому, Тазовскому месторождениям. Небольшое количество месторождений (Западно-Мессояхское, Северо-Хальмерпаютинское, Салекаптское) приурочено к отрицательным аномалиям либо магнитного, либо гравитационного полей. И только одно – небольшое Перекатное месторождение приурочено к повышенным значениям и магнитного, и гравитационного полей.

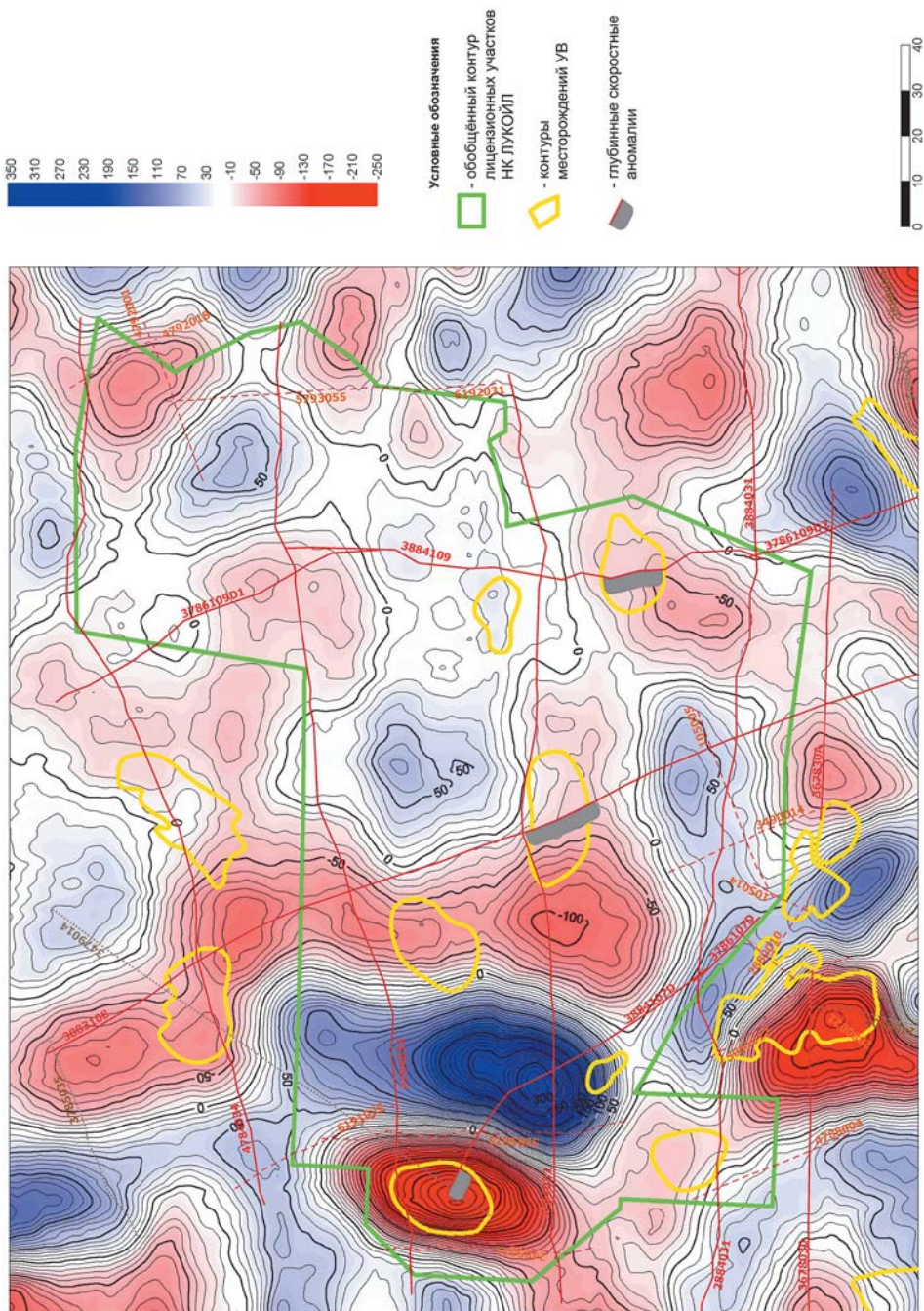
Достаточно четкая связь размещения месторождений углеводородов и характера потенциальных геофизических полей позволяет использовать эти связи для прогнозирования участков, перспективных на постановку нефтегазопроисковых работ. Не будем отрицать и возможность того, что Перекатное месторождение является спутником другого, гораздо более крупного и расположенного в непосредственной близости месторождения. Вероятно, его положение может быть приурочено к интенсивным и совпадающим в плане гравитационным и магнитным минимумам, расположенным в 10–40 км к востоку от Перекатного месторождения (или к юго-западу от Пякяхинского месторождения, рис. 66, 67). С учетом других критериев в будущем этот участок, названный Промежуточным, может рассматриваться как перспективный для постановки нефтегазопроисковых работ.

Таким образом, **в результате системного анализа геолого-геофизических данных намечена вполне определенная связь проявлений глубинной тектоники, отображаемой в сейсмическом, гравитационном и магнитном полях, с размещением месторождений углеводородов.** Выявленная связь имеет и научное, и прикладное значение и легла в основу прогнозирования перспективных участков и выбора первоочередных направлений нефтегазопроисковых работ на изучаемой территории.



**Рис. 66.** Сопоставление карты локальных аномалий поля силы тяжести ( $R = 40$  км), размещения месторождений УВ и глубинных скоростных аномалий





**Рис. 67.** Сопоставление карты локальных аномалий магнитного поля ( $R = 50$  км), размещения месторождений УВ и глубинных скоростных аномалий

### 3.2.4. Рекомендации по дальнейшему изучению перспектив нефтегазоносности Большехетской впадины

Характерные особенности, выявленные нами на переобработанных сейсмических профилях в районе известных месторождений углеводородов, а также закономерности распределения магнитного и гравитационного полей позволяют в принципе достаточно уверенно осуществлять прогноз участков, перспективных для дальнейших нефтегазопроисловых работ как по глубокозалегающим горизонтам осадочного чехла, так и по меловым отложениям. На временных разрезах признаками перспективности, кроме традиционно прогнозируемых ловушек, являются узкие субвертикальные или крутонаклоненные зоны хаотической записи, отображающие, вероятно, тектонически нарушенные, трещиноватые породы – вероятные миграционные каналы, а на картах магнитного и гравитационного полей им, как правило, соответствуют минимумы или относительно пониженные значения. Рассмотрим результаты выполненного нами прогноза по району исследований и на этой основе сформулируем направления дальнейших исследований.

Всего на территории исследований выявлено четыре перспективных участка (рис. 59). Не останавливаясь на Горелинском и Иримском участках, где по имеющимся данным могут быть открыты лишь небольшие месторождения, рассмотрим более интересные Средне-Мессояхский и Промежуточный.

*Средне-Мессояхский участок (1)* соответствует одноименной площади глубокого бурения и выявлен по профилям 4784033 и 3883108 (рис. 59).

На сейсмическом временном разрезе по профилю 4784033 (рис. 60) в интервале 85–120 км на временах 4,6–7 с (глубины ориентировочно 7–11 км) наблюдается крупный, осложненный тектоническими нарушениями антиклинальный перегиб предположительно по горизонтам палеозоя. В сводовой части этой положительной структуры отложения триаса значительно сокращаются по мощности. Верхнеюрские отложения здесь практически не нарушены. Это, в сравнении с волновыми картинками, наблюдаемыми в районе известных месторождений, позволяет предположить возможность нахождения углеводородов в ниже- и среднеюрских отложениях, а также в триасе и палеозое. Судя по размерам и амплитуде выявленного объекта, здесь может быть обнаружено крупное месторождение. Несмотря на значительную его глубину, целесообразно доизучить выявленный объект путем переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных материалов прошлых лет и, возможно, обосновать бурение здесь параметрической скважины.

На южном склоне Мессояхского вала на профиле 3883108 интенсивно нарушенная и протяженная зона наблюдается в интервале 218–228 км и прослеживается в значительном временном диапазоне, включающем триасовые и юрские отложения. По меловым отложениям здесь можно выделить тектонические нарушения по традиционным признакам, а в интервале 218–220 км наблюдается антиклинальный перегиб. Отметим, что предшествующими исследованиями ПГО «Ямалгеофизика» (Сокол И.Д., 2006 г.) здесь была выделена структурно-литологическая ловушка.



Нарушенная зона гораздо меньшей интенсивности и протяженности на профиле 3883108 выделяется и в интервале 202–203 км. Сама по себе она может быть и не представляла бы интереса, но ее близость к описанной выше повышает перспективность участка в целом.

Положительным фактором, также повышающим перспективы Средне-Мессояхского участка, являются отмечающиеся здесь отрицательные аномалии магнитного и гравитационного полей (рис. 66, 67).

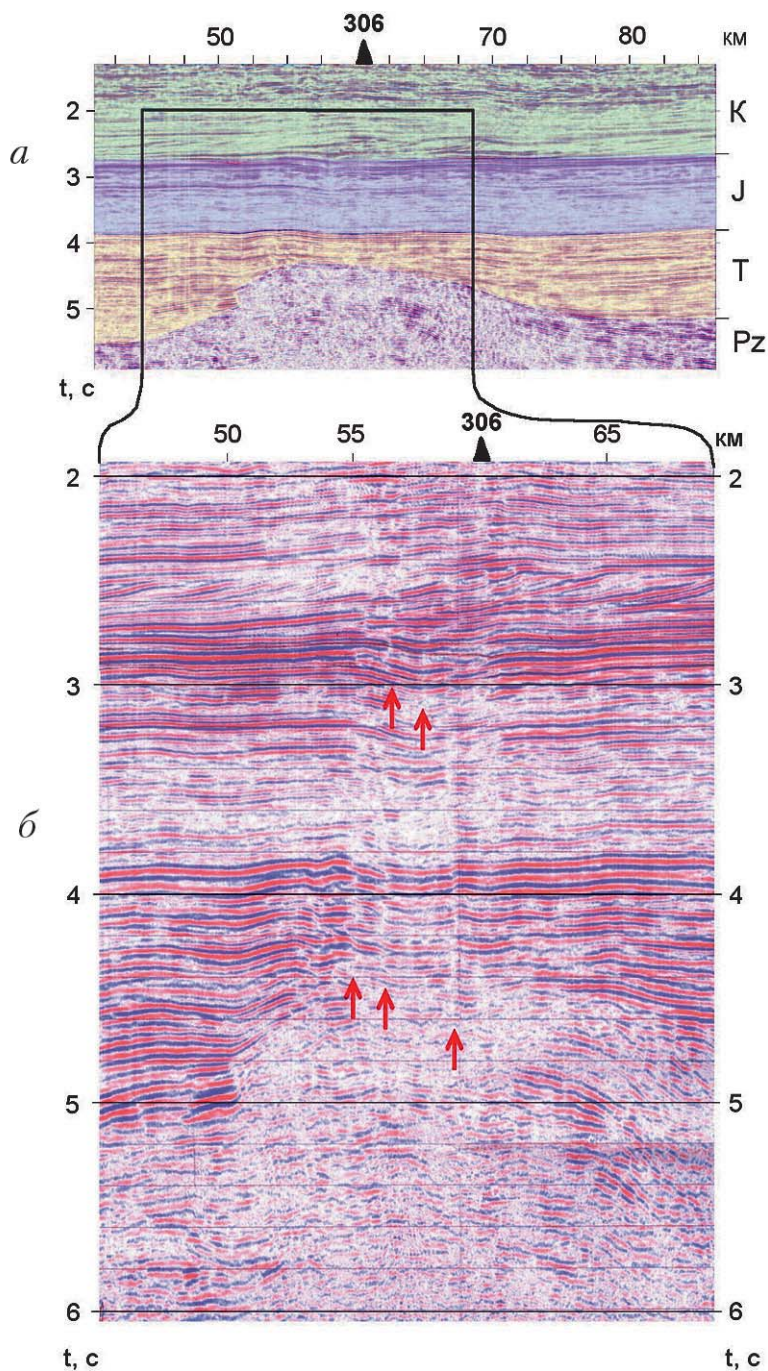
*Промежуточный участок (3).* Вначале Промежуточный участок был выделен на основании интенсивных отрицательных аномалий магнитного и гравитационного полей, о чем говорилось выше. Наиболее контрастная часть этих аномалий, расположенная к юго-западу, к западу-юго-западу от Пякяхинского месторождения, региональными сейсмопрофилями не пересекается. Но и на ближайшем к ней субширотном профиле 4784032 отмечаются интересные явления.

Во-первых, здесь в интервале 50–62 км на временах 4,5–7 с выделяется нарушенная зона, ей соответствует значительное сокращение мощности триасовых и палеозойских отложений (рис. 68, *а*), т.е. ухудшение свойств вероятного экрана. Во-вторых, выше по разрезу на временах 3,8–4,5 с и выше в интервале 55–59 км наблюдаются субвертикальные тектонические разрывы, рассекающие триасовые и юрские отложения (на рис. 68, *б* эти разрывы показаны стрелками).

Все это может свидетельствовать в пользу наличия на этом участке месторождения углеводородов в меловых отложениях. (Отметим, что демонстрируемые на рис. 68 динамические аномалии, по результатам высококачественной, но стандартной обработки и интерпретации этого же профиля, приведенным в работе [62], не проявляются никак.)

В отношении скв. 306, пробуренной в 1970 г. с отрицательным результатом на Промежуточном сейсмоподнятии, следует сказать, что, хотя она и пробурена в пределах антиклинального перегиба по меловым отложениям, но субвертикальные разрывы там не наблюдаются. Кроме того, прогибание по нижезалегающим горизонтам (один из признаков ИКС) смещено к западу на 2–3 км. То есть скважина была пробурена не в оптимальном месте. По нашему мнению, большая вероятность открытия месторождения на Промежуточном участке, несмотря на результаты бурения скв. 306, сохраняется. Здесь целесообразна постановка поискового бурения. Но для определения местоположения и глубины рекомендуемой скважины необходимо выполнить анализ результатов проведенных ранее площадных сейморазведочных работ. Для более обоснованного принятия решения о бурении скважины на выявленном объекте целесообразно провести гравиразведку НПП (нестабильности гравитационного поля), хорошо зарекомендовавшую себя в других нефтегазоносных регионах.

В заключение хотелось бы обратить внимание на участок профиля 3884031, расположенный западнее Лодочного месторождения, где характер наблюдаемой волновой картины (динамическая аномалия по глубоко-



**Рис. 68.** Сейсмогеологический разрез по региональному профилю 4784032 (фрагмент). *a*– сеймостратиграфическое расчленение разреза, *б* – иллюстрация субвертикальных нарушенных зон (показаны стрелками)

залегаящим горизонтам в совокупности с антиклинальным перегибом по меловым отложениям) подобен отмеченной в районе этого месторождения (рис. 62). Это позволяет с высокой степенью уверенности прогнозировать здесь открытие нового месторождения.

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

1. Специализированная переобработка сейсморазведочных материалов по региональным профилям 1983–1984 годов позволила получить временные разрезы, информативные практически на все время регистрации (10 с) и изучать строение земной коры до глубин 15–20 км.

2. Анализ полученных временных разрезов показал, что известным месторождениям углеводородов соответствуют субвертикальные нарушенные зоны по нижним горизонтам осадочного чехла, а также пониженные (в большинстве случаев) значения магнитного и гравитационного полей. Выявленные признаки могут и должны использоваться в качестве критериев прогнозирования перспективных участков.

3. На исследуемой территории севера Западной Сибири на основе этих критериев выявлено четыре перспективных участка, на двух наиболее интересных из которых (Промежуточном и Средне-Мессояхском) рекомендованы дальнейшие нефтегазопроисковые работы.

4. Полученные результаты убедительно свидетельствуют о возможности оптимизации поисков месторождений углеводородов при относительно небольших затратах. Целесообразно продолжить планомерную переобработку региональных сейсмопрофилей в регионе. Вместе с тем, отдавая должное сейсморазведчикам ПГО «Ямалгеофизика», получившим еще 25–30 лет назад материалы высокого качества, и современным программно-алгоритмическим комплексам, благодаря которым были получены высокоинформативные временные разрезы, нужно понимать, что это был лишь первый шаг в использовании глубинной сейсморазведки МОГТ для решения нефтегазопроисковых задач на севере Западной Сибири. Необходимо постановка специальных глубинных сейсмических исследований для целенаправленного прогнозирования новых месторождений.

5. Учитывая значительные глубины перспективных объектов и высокую стоимость бурения, рекомендуется ввести в практику нефтегазопроисковых работ оценку степени перспективности выявленных сейсморазведкой объектов путем постановки специальных геофизических исследований, в частности гравиметрических наблюдений по методике НГП (нестабильности гравитационного поля) и пассивной сейсмики, хорошо зарекомендовавших себя в других нефтегазоносных районах.

## **4. НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШИХ ГЛУБИННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

В предшествующих разделах представлены результаты глубинных сейсмических исследований МОВ-ОГТ, проведенных в Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинциях. Эти результаты способствовали пониманию особенностей тектонического строения изученных районов, выявлению связей глубинного строения земной коры со строением и нефтеносностью осадочного чехла и на этой основе – решению ряда актуальных задач: обоснованию западной границы Волго-Уральской НГП, выработке новых подходов к решению проблемы поисков углеводородов в промежуточных комплексах (рифей-венда на Восточно-Европейской платформе и палеозоя в Западной Сибири), выявлению участков, перспективных для дальнейших нефтегазопоисковых работ и др.

Вместе с тем представленные результаты в большинстве своем иллюстрируют решение задач нефтегазовой геологии для отдельных районов, хотя возможности глубинной сеймики – по сути, нового направления исследований нефтегазоносных территорий – несравнимо большие. Рассмотрим, как, в каких направлениях и с какими методическими усовершенствованиями следует двигаться дальше, какие задачи нужно ставить и решать глубинной сейсморазведкой МОВ-ОГТ.

### **4.1. Изучение особенностей строения и характера сочленения крупных тектонических элементов**

Выше было показано, что системный анализ и обобщение нескольких глубинных региональных профилей позволили сделать принципиальные выводы о строении и характере сочленения Жигулевско-Пугачевского свода и Мелекесской впадины, Волго-Камской антеклизы и Прикаспийской впадины, о юго-восточном ограничении Южно-Татарского свода (разд. 2.4). Это, в свою очередь, определяет тектонические стили значительных территорий, способствует выявлению закономерностей размещения месторождений углеводородов и повышению эффективности их поиска. Учитывая, что на территории Волго-Уральской НГП отработано несколько десятков тысяч километров региональных профилей, а из них около 9 тыс. км в глубинном варианте (табл. 1), представляется совер-



шенно очевидной необходимость обобщения результатов региональных, в первую очередь глубинных, сейсморазведочных работ в этой казалось бы хорошо изученной провинции. Основным результатом этих обобщений должна стать тектонодинамическая карта Волго-Уральской НГП, построенная на новой методологической основе.

Возможно, в качестве первого этапа этой крупной работы следует провести переобработку, переинтерпретацию и обобщение материалов региональных исследований по центральным районам провинции, включая Татарстан, Башкортостан, Удмуртию, а также северной части Самарской области, где работы выполнены в больших объемах, а профили расположены достаточно компактно и увязаны друг с другом. Предложения по отработке новых региональных профилей представлены в разд. 2.

По Западно-Сибирской НГП обобщение региональных сейсморазведочных работ выполнено, однако глубинность выполненной переобработки невелика и позволила осветить строение лишь осадочного чехла и верхней части доюрских комплексов. По нашему мнению, целесообразно продолжить эти работы и получить сейсмические разрезы на полное время регистрации по основным региональным профилям. По северной части Западной Сибири целесообразно переобработать все кондиционные региональные профили.

Для более глубокого понимания связей глубинного строения земной коры Западной Сибири со строением и нефтегазоносностью осадочного чехла имеет смысл отработать несколько региональных профилей, пересекающих всю провинцию. Возможными субширотными профилями могли бы стать восточные продолжения Средне-Уральского и Полярно-Уральского трансектов.

Выполнение предлагаемых обобщений и отработки новых профилей не очень затратно, но может дать новые сведения о строении и Волго-Уральской, и Западно-Сибирской провинций, а новые знания будут способствовать укреплению ресурсной базы этих провинций и стабилизации добычи на многие годы.

#### **4.2. Совершенствование прогнозно-поисковых работ на крупные скопления углеводородов**

Выявленные связи глубинного строения земной коры со строением и нефтегазоносностью осадочного чехла имеют фундаментальное значение и свидетельствуют о значительной роли глубинных факторов в формировании месторождений углеводородов. Вместе с тем выявленные связи имеют и большое практическое значение: на их основе и в комплексе с другими геолого-геофизическими и геохимическими методами возможна оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных территорий и прогнозирование крупных скоплений углеводородов [65].

Однако выявленные связи достоверны лишь для районов выполненных исследований – для Волго-Урала и севера Западной Сибири. Для оценки

перспектив нефтегазоносности слабоизученных территорий Восточной Сибири, Московской и Мезенской синеклиз и других районов необходимо изучить особенности геофизических полей и строения земной коры в районе известных месторождений-гигантов (в том числе в Восточной Сибири, на шельфах внутренних и окраинных морей). Такая работа базировалась бы в основном на анализе, переобработке и обобщении ранее проведенных исследований, стоила бы относительно недорого, а эффект от ее выполнения – разработка и внедрение методики целенаправленного поиска крупных скоплений углеводородов – мог бы быть колоссальным.

### **4.3. Рекомендации по совершенствованию глубинных сейсмических исследований нефтегазоносных территорий**

Выработанные в процессе проведения исследований технико-методические основы ведения работ, из которых в числе основных – требование к достаточно равномерному освещению разреза от его верхних горизонтов до глубинных зон земной коры, в целом оказались удачными и обеспечили получение информативных сейсмических разрезов. Представляется совершенно очевидным, что региональные сейсморазведочные работы, выполняемые на территории Российской Федерации, следует проводить преимущественно в глубинном варианте. Вместе с тем возможности повышения эффективности глубинных сейсмических исследований не исчерпаны. Наряду с увеличением канальности и длины расстановок, кратности наблюдений, увеличением мощности сейсмических вибраторов, обычно применяемых для повышения качества резульативных разрезов, рекомендуется:

1. Проектировать и отрабатывать профили большой протяженности, пересекающие крупные тектонические элементы и проходящие по слабоизученным землям и территориям с доказанной нефтеносностью. Целесообразно предварительно проводить предпроектные работы с целью оптимизации проложения профиля.

2. Создать сводный геотраверс от Урала до Московской синеклизы на основе объединения геотраверсов «Татсейс», «Уралсейс» и соединяющего их регионального профиля 8.

3. Отработать экспериментальный профиль Кукмор – Альметьевск с увеличенной до 60 с длительностью записи и трехкомпонентной регистрацией.

4. Показанный нами взбросо-надвиговый характер сочленения ряда тектонических элементов и структуры горизонтального сдвига, выявленные и изученные специалистами ОАО «ЦГЭ» (Г.Н. Гогоненков, А.И. Тимурзиев и др.) на многих месторождениях Западной Сибири по сути, видимо, являются «двумя сторонами одной медали». Для изучения сопряженности этих дислокаций на глубине и выявления более четких связей строения земной коры и нефтегазоносности целесообразно разработать и опробовать на экспериментальном участке методику глубинной сейсморазведки 3D.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Представленные результаты начатых в 1993 году в Татарстане глубинных сейсмических исследований МОВ-ОГТ, свидетельствуют о возможности получения принципиально новой информации о строении и характере сочленения крупных тектонических элементов, о наличии связей глубинного строения земной коры со строением и нефтегазоносностью осадочного чехла, о возможности использования этих связей для оценки перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов и толщ и для целенаправленного прогнозирования крупных скоплений углеводородов. Все это позволяет расценивать глубинную сейсморазведку МОВ-ОГТ как новое самостоятельное направление исследований нефтегазоносных территорий. Высокая эффективность проведенных исследований свидетельствует о необходимости дальнейшего совершенствования методики полевых работ, обработки и интерпретации получаемых данных. В целом же региональные сейсморазведочные работы следует проводить преимущественно в глубинном варианте и рассматривать их как приоритетное направление исследований на малоизученных территориях России.

## ЛИТЕРАТУРА

1. *Айзенберг Р.Е., Гарецкий Р.Г.* Листрическая тектоника платформ // Докл. РАН. 1996. Т. 346, №4. С. 501–504.
2. *Александров В.К.* Тектоника фундамента восточной части Татарии по АКГИ // Шарьирование и геологические процессы. Уфа, 1992. С. 113–120.
3. *Алексин А.Г., Хромов В.Т., Романов Ю.А.* Об актуальности возрождения системы региональных и поисковых геолого-геофизических исследований крупных тектонических элементов на основе их регионального комплексирования с целью открытия новых месторождений нефти и газа // Нефтегазовая геология, освоение ресурсов и запасов углеводородов: Сб. науч. трудов к 70-летию ИГиРГИ. М., 2004 г. С. 182–196.
4. Астраханский карбонатный массив: Строение и нефтегазоносность // Ред. Ю.А. Волож, В.С. Парасына. М.: Научный мир, 2008. 221 с.
5. *Белова Е.В., Рыжкова С.В.* Геолого-геофизические модели нефтегазоносных скоплений в палеозойских отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2000. №4. С. 25–32.
6. *Белоконь Т.В., Горбачев В.И., Балашова М.М.* Строение и нефтегазоносность рифейско-вендских отложений востока Русской платформы. Пермь: ИПК «Звезда», 2001. 108 с.
7. *Войтович Е.Д.* Оценка результатов нефтепоисковых работ в Западной Татарии // Геология и оценка перспектив нефтеносности западных районов Урало-Волжской области. Казань: Изд-во Казанского ун-та, 1983. С. 12–20.
8. *Войтович Е.Д., Гатиятуллин Н.С.* Тектоника Татарстана. Казань.: Изд-во Казанского ун-та, 2003. 132 с.
9. *Воробьев С.В., Халиков Ч.И., Абросимова О.О., Максименко О.В., Дроздова О.И.* Прогноз нефтегазоносности отложений зоны контакта осадочного чехла и пород доюрского комплекса Самотлорского месторождения // Геофизика, специальный выпуск, 2001. С. 110–115.
10. *Воронов В.Н., Шпуров И.В., Прозоров С.В.* Параметрическое бурение на Верхнетуртасской площади – важнейший этап геологического изучения района для выбора оптимальной стратегии его исследования // Материалы науч.-практ. конф. «Перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской нефтегазовой провинции». Тюмень, 22–23 сентября 2004 г. С. 122–128.
11. *Гарецкий Р.Г., Кирюхин Л.Г., Капустин И.Н., Коницев В.С.* Некомпенсированные прогибы Восточно-Европейской платформы // Наука и техника. Минск, 1990. 102 с.
12. Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / Ред. С.П. Максимов, В.А. Киров, В.А. Клубов, С.К. Нечитайло, В.В. Петропавловский и др. М.: Недра, 1969. 801 с.
13. Геология СССР. Т. 11. Поволжье и Прикамье. Ч. 1. Геологическое описание // Ред. Г.И. Блом, Н.А. Громович, Р.Б. Давыдов и др. М.: Недра, 1967. 872 с.
14. Глубокое бурение в Пучеж-Катунской импактной структуре / Научн. ред. В.Л. Масайтис, Л.А. Певзнер. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 1999. 392 с.
15. *Гогоненков Г.Н., Шлычкин П.Д.* О сейсмических свойствах кристаллического фундамента по данным измерений в глубокой скважине // Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли. 1969. №8. С. 16–23.



16. *Грунис Е.Б., Трофимов В.А.* Состояние и перспективы изучения кристаллического фундамента в Татарии // Геофизические исследования и разработки. Казань: КГУ, 1988. С. 13–16.
17. Детализация тектонической структуры поверхности фундамента на Южно-Татарском своде (по данным эксплуатационного бурения) / И.Н. Плотникова, И.Х. Кавеев, Н.А. Плотников, Э.И. Сулейманов // Вопросы геологии и геоморфологии Южного Урала и Приуралья. Уфа: БНЦ АН СССР, 1988. С. 27–33.
18. «Дикая кошка» в Марий Эл дала нефть // Нефть и капитал. 2002. №11. С. 45–46.
19. Докембрийские образования Татарского свода / Под ред. И.Н. Пенькова. Казань: КГУ, 1986. 150 с.
20. Дюплатформенные комплексы нефтегазоносных территорий СССР / М.Ю. Васильева, Е.Г. Журавлев, В.С. Князев и др. М.: Недра, 1992. 309 с.
21. *Еланский Л.Н., Козин А.Н., Фадеев М.И.* Перспективы нефтеносности пород кристаллического фундамента Куйбышевского Поволжья // Геология, геохимия, геофизика: Труды КуйбышевНИИ НП. 1966. Вып. 36. С. 137–142.
22. *Житов А.В., Ведерников Г.В.* Новые возможности сейсморазведки при изучении связи месторождений нефти и газа с глубинным строением земной коры // Интернет-ресурс: <http://www.sibngf.ru/metodik.html>. 23.08.2010.
23. *Журавлев Е.Г., Лапинская Т.А., Рябухин Г.Е.* О перспективах нефтегазоносности погребенных кор выветривания фундамента в некоторых районах СССР // Геология нефти и газа. 1972. Вып. 4. С. 20–24.
24. *Задоев А.Н., Тюнегин С.П., Бобрышев А.Н. и др.* Некоторые результаты региональных сейсморазведочных работ МОВ ОГТ в Среднем Приобье // Геофизика, специальный выпуск к 50-летию “Ханты-Мансийскгеофизики”, 2001. С. 17–29.
25. *Зативалов Н.П.* Опыт поисков, разведки и освоения залежей нефти и газа в палеозойском «фундаменте» Западной Сибири // Материалы междунар. науч.-практ. конф. «Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов». М., 2002. С. 144–160.
26. *Камалетдинов М.А., Казанцев Ю.В., Казанцева Т.Т.* Происхождение складчатости. М.: Наука, 1981. 135 с.
27. *Карев А.Л., Корягин В.В., Малыхин М.Д.* Результаты региональных сейсмических исследований в Самарской области // Сб. науч. тр., посвященный 300-летию геологической службы России. Самара, 2000. С. 225–228.
28. *Корчагин В.И.* Стратиграфическое положение глобальных покрывок и искусственные ловушки нефти и газа // Геология нефти и газа. 1999. № 1–2. С. 61–64.
29. Кристаллический фундамент Татарстана и проблемы его нефтегазоносности / Под ред. Р.Х. Муслимова, Т.А. Лапинской. Казань: Дента, 1996. 487 с.
30. *Кропоткин П.Н., Байрак И.К., Валяев Б.М., Войтов Г.И., Гречухина Т.Г.* Битумы и газы в породах докембрийского фундамента Туймазинской скважины // Докл. АН. 1966. Т. 170, вып. 2.
31. *Левянт В.Б., Авербух А.Г., Гогоненков Г.Н., Шустер В.Л.* Перспективы использования данных сейсморазведки для выделения ловушек углеводородов в кристаллическом фундаменте // Материалы междунар. науч.-практ. конф. «Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов». Москва, 2002. С. 108–122.
32. *Леонов Ю.Г.* Платформенная тектоника в свете представлений о тектонической расчлененности земной коры // Геотектоника. 1991. № 6. С. 3–20.
33. *Леонов Ю.Г.* Строение литосферы в отраженных волнах // Геотектоника. 1994. № 4. С. 85–88.

34. *Леонов Ю.Г.* Тектоническая подвижность коры платформ на разных глубинных уровнях // Геотектоника. 1997. №4. С. 24–41.
35. *Леонов Ю.Г., Волож Ю.А., Антипов М.П., Быкадоров В.А., Хераскова Т.Н.* Консолидированная кора Каспийского региона: опыт районирования / Отв. ред. Ю.Г. Леонов. М.: ГЕОС, 2010. 64 с.
36. *Лобов В.А.* Геологическое обоснование возможной аккумуляции нефти и газа в породах кристаллического фундамента Русской платформы // Новые данные по геологии и нефтеносности Волго-Камского края: Труды Геологического института. Казань, 1970. Вып. 30. С. 3–25.
37. *Лобов В.А., Кавеев И.Х., Ханин И.Л. и др.* О надвиговой природе Карлово-Сытовского поднятия Жигулевских дислокаций // Геология нефти и газа. 1974. №7. С. 33–35.
38. *Лобусев А.В.* Эволюция и перспективы нефтегазоносности позднепротерозойских рифтовых структур Европейской части России // Геология нефти и газа. 2005. №4. С. 9–15.
39. *Масагутов Р.Х.* Литолого-стратиграфическая характеристика и палеогеография позднего докембрия Башкирского Приуралья. М.: Недра, 2002. 223 с.
40. *Мегеря В.М.* Поиск и разведка залежей углеводородов, контролируемых геосолитонной дегазацией Земли. М.: Локус Станди, 2009. 256 с.
41. *Миц М.В., Колпаков Н.И., Ланев В.С., Русанов М.С.* О природе субгоризонтальных сейсмических границ в верхней части земной коры (по данным Кольской скважины) // Геотектоника. 1987. №5. С. 62–71.
42. *Муслимов Р.Х.* Потенциал фундамента нефтегазоносных бассейнов в пополнении резервов УВ-сырья в XXI веке // Международная научно-практическая конференция «Прогноз нефтегазоносности фундамента молодых и древних платформ». Казань: Изд-во Каз. ун-та, 2001. С. 61–63.
43. *Муслимов Р.Х., Исхакова Н.С., Либерман В.Б. и др.* Структурно-тектонические особенности строения Усть-Черемшанского прогиба Камско-Кинельской системы // Нефтегазовая геология и геофизика. ВНИИОЭНГ. 1990. Вып. 2. С. 1–5.
44. *Муслимов Р.Х., Трофимов В.А.* Бурение специальных параметрических скважин на прогнозируемые нефтеподводящие каналы – оптимальный путь получения доказательств наличия современной подпитки нефтяных месторождений глубинными углеводородными флюидами // Георесурсы. 2012. №5. С. 41–44.
45. *Николаевский В.Н.* Волноводы земной коры // Природа. 1987. №11. С. 54–60.
46. *Николаевский В.Н.* Изучение земной коры путем бурения: Итоги III международного симпозиума // Физика Земли. 1988. №1. С. 116–119.
47. *Николенко В.А., Кочубенко О.В., Матвиенко Н.И.* Кольцевые структуры – объекты постановки нефтепоисковых работ // Сб. науч. тр., посвященный 300-летию геологической службы России. Самара, 2000. С. 251–254.
48. Отображение структурно-вещественной неоднородности фундамента в строении осадочного чехла Южно-Татарского свода / Т.А. Лапинская, Л.П. Попова, А.В. Постников, Д.О. Яковлев // Геология нефти и газа. 1989. №4. С. 27–31.
49. Перспективы нефтегазоносности кристаллического фундамента Татарстана и направления его дальнейших исследований. Альметьевск, 1991. 103 с.
50. *Попков В.И.* Внутриплитные структуры бокового сжатия // Геотектоника. 1991. №2. С. 13–27.
51. *Постников А.В.* Фундамент восточной части Восточно-Европейской платформы и его влияние на строение и нефтегазоносность осадочного чехла: Автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук. М.: РГУ НГ, 2002. 52 с.

52. Программа дальнейшего изучения недр Татарии / Р.Х. Муслимов, Ф.М. Хамаде-ев, Р.Х. Ибатуллин, И.Х. Кавеев // Глубинные исследования докембрия востока Русской платформы. Казань: Татарское кн. изд-во, 1980. С. 3–13.
53. Результаты рекогносцировочных исследований МОГТ на профилях, проходящих через сверхглубокие скважины / В.А. Трофимов, Б.А. Мулюков, Ф.Г. Гайнова, А.Ш. Насырова // Перспективы нефтегазоносности кристаллического фундамента Татарстана и направления его дальнейших исследований. Альметьевск, 1991. С. 67–69.
54. *Рихтер Я.А.* Очерки региональной геодинамики Прикаспийской впадины и ее обрамления. Саратов: Научная книга, 2003. 86 с.
55. *Розанов Л.Н.* Динамика формирования тектонических структур платформенных областей. Л.: Недра, 1981. 140 с.
56. *Ситдиков Б.С.* Петрографический состав и геологическое строение докембрийских образований в разрезе параметрической Миннибаевской скв. 20000 // Глубинные исследования докембрия востока Русской платформы. Казань: Татарское кн. изд-во, 1980. С. 21–37.
57. *Смирнова М.Н.* Нефтегазоносные кольцевые структуры – каналы миграции углеводородных флюидов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2002. №5. С. 20–26.
58. *Созанский В.И.* О поисках нефти в породах кристаллического фундамента // Перспективы нефтегазоносности кристаллического фундамента Татарстана и направления его дальнейших исследований. Альметьевск, 1991. С. 7–8.
59. *Соловьев Б.А.* Этапы эволюции и нефтегазоносность осадочного чехла Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. 1992. №8. С. 13–18.
60. *Степанов В.П., Боронин В.П., Докучаева Н.А. и др.* Кольцевые структуры земной коры Волжско-Камской антеклизы. Казань: Изд-во Казанского ун-та, 1983. 98 с.
61. Стратегия и предварительные результаты нового этапа исследований в Западной Татарии / Е.П. Халабуда, Е.Б. Грунис, Р.Х. Муслимов, В.А. Трофимов, Ю.Б. Антонов // Решение вопросов прикладной геофизики в Татарии и сопредельных регионах. Казань: Изд-во Казанского университета, 1993. С. 3–8.
62. *Сурикова Е.С.* Структурная характеристика и анализ истории тектонического развития северных районов Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое (по результатам интерпретации региональных сейсмических профилей 27, 32) / Е.С. Сурикова, Л.М. Калинина // Геология нефти и газа. 2011. №5. С. 101–108.
63. *Трофимов В.А.* Глубинные сейсмические исследования – шаг к пониманию процесса формирования крупных месторождений углеводородов / Состояние и перспективы использования геофизических методов для решения актуальных задач поисков, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых: Материалы научно-практической конференции. Октябрьский, 1999. С. 28–30.
64. *Трофимов В.А.* Глубинные сейсмические исследования МОВ-ОГТ на геотраверсе Татсейс-2003, пересекающем Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию // Геотектоника. 2006. №4. С. 3–20.
65. *Трофимов В.А.* Глубинные сейсмические исследования МОГТ как инструмент оценки перспектив нефтегазоносности недр и поисков крупных скоплений углеводородов // Геология нефти и газа. 2008. №4. С. 55–62.
66. *Трофимов В.А.* Глубинные сейсмические исследования МОГТ нефтегазоносных территорий. М.: МАКС Пресс, 2008. 32 с. (Серия «Академические чтения», вып. 55.)
67. *Трофимов В.А.* Новый подход к решению проблемы поисков нефти в палеозое Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2005. №12. С. 9–15.

68. Трофимов В.А. Оценка возможности прогнозирования разуплотненных зон кристаллического фундамента по сейсмическим данным // Геолого-геофизическое моделирование при поисках нефти и газа. М.: ИГиРГИ, 1991. С. 126–133.
69. Трофимов В.А. Региональные геофизические исследования в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2004. №12. С. 42–47.
70. Трофимов В.А. Сейсморазведка МОГТ при изучении строения докембрийского фундамента востока Русской плиты. М.: Недра, 1994. 90 с.
71. Трофимов В.А. Структуры горизонтального сжатия на территории Татарстана и северной части Оренбургской области // Докл. РАН. 1993. Т. 329, №4. С. 476–479.
72. Трофимов В.А., Волгина А.И., Саттаров Ч.Г., Бурда В.В., Хамидулин В.В., Ялалудинов А.Р. Перспективы нефтеносности Республики Марий Эл в свете новых данных // Геология нефти и газа. 2011. №4. С. 15–20.
73. Трофимов В.А., Газизуллин Ф.З., Фомкин Ю.К. Первые результаты региональных сейсморазведочных работ в Чувашской Республике // Геология нефти и газа. 1997. №2. С. 38–40.
74. Трофимов В.А., Кириллов Е.Р., Канаев И.А. Результаты экспериментальных работ по выяснению возможности изучения сейсморазведкой границ в кристаллическом фундаменте (Бавлинский участок) // Решение вопросов прикладной геофизики в Татарстане и сопредельных районах. Казань: КГУ, 1992. С. 60–69.
75. Трофимов В.А., Кириллов Е.Р., Антонов Ю.Б. Программа региональных геофизических исследований в Татарстане и некоторые итоги ее реализации // Региональные исследования и новые направления поисков нефти и газа. Казань: Изд-во Казанского ун-та, 1992. С. 44–51.
76. Трофимов В.А., Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы: пространственное положение, методы обнаружения и способы их активизации // Казань. Георесурсы. 2002. №1(9). С. 18–23.
77. Трофимов В.А., Лаубенбах Е.А. Комплексирование сейсморазведки и геохимии при региональном изучении недр // Геоинформатика. 2000. С. 19–20.
78. Трофимов В.А., Масагутов Р.Х. Новый подход к решению проблемы поисков нефти в рифей-вендском комплексе Восточно-Европейской платформы // Геология нефти и газа. 2012. №2. С. 80–83.
79. Трофимов В.А., Мухутдинов Р.А. Основные результаты сейсморазведочных работ на Лабитовском нефтяном месторождении (Ульяновская область) // Геология нефти и газа. 1997. №4. С. 14–16.
80. Трофимов В.А., Романов Ю.А., Хромов В.Т. Крупные радиально-кольцевые образования – перспективные объекты нефтепоисковых работ в Волго-Уральской провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2004. №4. С. 36–41.
81. Трофимов В.А., Романов Ю.А., Хромов В.Т. Результаты глубинных сейсмических исследований МОВ-ОГТ в Самарской области // Нефтегазовая геология, освоение ресурсов и запасов углеводородов. Сб. науч. тр. к 70-летию ИГиРГИ. М., 2004. С. 197–216.
82. Трофимов В.А., Семянов А.А., Воронков Д.Л., Трофимов А.В. Особенности строения земной коры и перспективы нефтегазоносности Большехетской впадины (на основе переобработки региональных сейсмических профилей) // Геология нефти и газа. 2013. №3. С. 2–10.
83. Трофимов В.А., Харисов Р.Г., Климашин В.П., Давыдов Р.Б. О возобновлении нефтепоисковых работ в западных районах Волжско-Камской антеклизы // Недра Поволжья и Прикаспия. 1993. Вып. 5. С. 14–20.



84. Трофимов В.А., Хуснимарданов Н.М., Трофимов А.В. Глубинные сейсмические исследования МОВ-ОГТ на геотраверсе Воротиловская СГС – Пижма – Яранск – Мари-Турек – Кукмор – Альметьевск – Стерлитамак // Георесурсы. Казань, 2004. №1(15). С. 35–36.
85. Тюрин Л.М., Политыкина М.А., Гореликов В.И. Первое приближение сейсмогеологической модели бортового уступа северо-востока Прикаспийской впадины // Саратов: Недра Поволжья и Прикаспия. 2001. Вып. 28. С. 11–14.
86. Федоров Д.Л. Нефть протерозоя Восточно-Европейской платформы – фантазия или реальность? // Геология и геофизика. 1996. №8. С. 116–123.
87. Хачатрян Р.О. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской антеклизы. М.: Наука, 1979. 171 с.
88. Хачатрян Р.О., Митрейкин Ю.Б., Костенко А.Н. Основные геологические задачи региональных сейсмических исследований по скорейшему освоению ресурсов нефти Волго-Уральской провинции // Нефтегазовая геология и геофизика. 1985. №8. С. 5–10.
89. Христофорова Н.Н., Христофоров А.В., Бергеманн М.А. Анализ геотермических карт и перспективы нефтегазоносности глубинных отложений (на примере Республики Татарстан) // Георесурсы. 2008. №3 (26). С. 10–12.
90. Шаров В.И. Разломы и природа сейсмических границ в разрезе континентальной коры // Советская геология. 1984. №1. С. 112–120.
91. Шарьяжно-надвиговая тектоника Волго-Уральской области / М.А. Камалетдинов, В.П. Степанов, И.М. Жуков, И.Х. Кавеев, Д.В. Постников. М.: Наука, 1990. 147 с.
92. Юсупов Б.М., Веселов Г.С. Размещение нефтяных месторождений Татарии. М.: Наука, 1973. 191 с.
93. Юсупов Б.М. К проблеме поисков углеводородного сырья в кристаллическом фундаменте востока Русской платформы // Геология докембрия Южного Урала. Уфа, 1980. С. 51–57.
94. Яхимович Н.Н. Геодинамика Соль-Илецкого тектонического выступа на юго-востоке Русской платформы // Отечественная геология. 1996. №7. С. 24–32.
95. Leven J.H., Fynlayson D.M., Wake-Dyster K. Mid-crustal detachment controlling basin deformation: ramp synforms in southwestern Queensland // Tectonophysics. 1990. V. 173, No. 1/4. P. 231–246.
96. Meissner R., Brown L. Seismic reflections from Earth's crust: comparative studies of tectonic patterns // Geophys. Journ. Intern. 1991. V. 105. P. 1–2.
97. Trofimov V. Seismic investigations of the Pre-Cambrian basement in Tatarstan (eastern part of Russian platform) // 6th International Symposium on Seismic Reflection Probing of the Continents and their Margins. Abstracts. Budapest, Hungary, 1994.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- НГП – нефтегазоносная провинция  
ЮТС – Южно-Татарский свод  
СТС – Северо-Татарский свод  
ККА – Казанско-Кажимский авлакоген  
МВ – Мелекесская впадина  
ЖПС – Жигулевско-Пугачевский свод  
БВ – Бузулукская впадина  
ТС – Токмовский свод  
СД – Ставропольская депрессия  
ККСР – Камско-Кинельская система прогибов  
РБ – Республика Башкортостан  
РТ – Республика Татарстан  
ЧР – Чувашская Республика  
РМЭ – Республика Марий-Эл  
МОВ-ОГТ, МОГТ – метод общей глубиной точки  
ГСЗ – глубинное сейсмическое зондирование  
КМПВ – корреляционный метод преломленных волн  
АКГИ – аэрокосмогеологические исследования  
ОПВ – общий пункт возбуждения  
ОПП – общий пункт приема  
ЗСБЗ – зона становления поля в ближней зоне  
Гравиразведка НГП – гравиразведка по методике изучения неустойчивости гравитационного поля  
ГИС – геофизические исследования скважин  
АК – акустический каротаж  
АКШ – акустический каротаж, широкополосный  
ВСП – вертикальное сейсмопрофилирование  
ПАК – псевдоакустическое преобразование  
Граница (раздел) Мохо (М) – граница Мохоровичича

**Воспоминания  
о становлении и развитии глубинных  
сейсмических исследований МОГТ  
нефтегазоносных территорий  
(научно-производственные и не только)**

**Содержание**

1. От ВСП в Миннибаевской сверхглубокой скважине № 20000 – к идее изучения кристаллического фундамента сейсморазведкой МОГТ.....	182
2. Начало. Совещание Миннефтепрома в Грозном по региональным геофизическим работам.....	183
3. Производство региональных сейсморазведочных работ в Татарстане (1988-1994 гг.).....	183
4. Ульяновская область.....	185
5. Чувашская Республика и Республика Марий Эл.....	185
6. Перспективные объекты в фундаменте. Борьба за увеличение глубинности исследований.....	186
7. 1993 год. Программа глубинных сейсмических исследований МОГТ в восточной части Восточно-Европейской платформы.....	189
8. Глубинные сейсмические исследования в Татарстане, Башкортостане, Удмуртии, Самарской, Оренбургской и Кировской областях....	190
9. ИГиРГИ. Анализ, переобработка и обобщение результатов региональных сейсморазведочных работ.....	192
10. Геотраверс «Татсейс».....	194
11. Западная Сибирь.....	195
12. Последнее.....	196

## **1. От ВСП в Миннибаевской сверхглубокой скважине № 20000 – к идее изучения кристаллического фундамента сейсморазведкой МОГТ**

Бугульма. Последние числа декабря 1974 г. Отряд ВСП работает на Миннибаевской сверхглубокой скважине № 20000 (буровикам в те годы очень нравилось предоставлять скважины под исследования на праздники, чтобы самим культурно отдохнуть). Из-за опасений аварии и потери информации расширенный комплекс геофизических исследований в этой скважине, включая ВСП, проводился как промежуточный каротаж, т.е. до достижения скважиной проектной глубины. На тот момент забой скважины был 4400 м. По фундаменту пройдено уже более 2,5 км. Интервалы разуплотненных пород, из которых впоследствии были получены интенсивные притоки высокоминерализованных вод, находятся на несколько сот метров ниже и о них на тот момент никто не знает.

31 декабря по радию мне, тогда старшему геофизику партии ВСП, передают просьбу оператора А.А. Сергеева (позднее ставшего одним из лучших начальников сейсморазведочных партий) срочно приехать на скважину: регистрируется необычная картина, какие-то сильные отражения из фундамента. Еду. Хотя какие могут быть там отражения? Тем более сильные. Фундамент считался в те годы монолитным и достаточно однородным основанием. Никаких границ там (кроме Конрада, как «в школе» учили) нет и быть не может.

Приезжаю. Посмотрел материалы и оторопел: на сейсмограммах (а зонд был 6-точечный, база 100 м) совершенно отчетливо выделялись интенсивные отраженные волны от границ, расположенных ниже забоя скважины. А если это так, фундамент не монолитен! В нем есть субгоризонтальные границы, которые могут быть изучены сейсморазведкой МОГТ! Вот это подарок к Новому году!

После обработки материала в ПМО (партии машинной обработки) и получения картины, подобной демонстрируемой на рис. 23 этой книги, я пошел по начальству с идеей изучения внутреннего строения фундамента сейсморазведкой. Но от меня только отмахивались: что ценного может сказать молодой специалист, тем более по «какому-то ВСП».

Потребовалось 14 лет, чтобы, пройдя по должностной лестнице, стать начальником геологического отдела объединения «Татнефтегеофизика», обосновать и «продать» региональные сейсморазведочные работы, одной из задач которых было изучение внутреннего строения кристаллического фундамента. Вот он, административный ресурс!

Но даже и с этим ресурсом все было не так просто. К идее постановки региональных работ в Татарстане вначале скептически отнесся даже Евгений Борисович Грунис, назначенный в конце 1985 г. главным геологом объединения и предложивший мне возглавить геологический отдел (где я стал работать с января 1986 г.). А ведь он всегда поддерживал новые начи-



нения. Ситуация изменилась осенью 1986 г. В неформальной обстановке, в дружеской беседе, когда мы ехали с ним в поезде в командировку в Москву, выслушав меня еще раз, он вдруг «зажегся», стал горячо обсуждать проложение профилей. Сразу по возвращении из Москвы, на большом геологическом совещании в объединении «Татнефть» он пишет в президиум записку: «Прошу слова!». И со свойственной ему энергией, блестящим ораторским талантом излагает наши предложения по региональным работам [16]. После этого дела закрутились, региональные исследования были включены в планы работ. И хотя в конце 1987 г. Е.Б. Грунис из Бугульмы уезжает, с интересом к этому направлению относится вернувшийся из Куйбышева и сменивший его на посту главного геолога Борис Васильевич Семакин. А в 1988 г. в Татарии был отработан первый региональный профиль.

## **2. Начало. Совещание Миннефтепрома в Грозном по региональным геофизическим работам**

1987 год. Миннефтепром СССР проводит в г. Грозном крупное совещание по региональным геофизическим работам. От треста «Татнефтегеофизика» мной был представлен доклад, построенный главным образом на результатах по Салмышскому, Красноярскому и Малаховскому профилям (Оренбургская область), а также на планах изучения кристаллического фундамента. Воспринят он был с интересом во многом благодаря логичной и красивой интерпретации региональных профилей, выполненной геологом Фаридом Зайдулловичем Газизуллиным. Вместе с тем я решил озвучить в докладе основные черты разрабатываемой программы региональных работ на территории Татарстана. То ли в моих словах прозвучала какая-то обида на то, что ни один из «миннефтепромовских» профилей не прошёл по территории Татарстана (а целесообразность в этом, несомненно, была), то ли я не очень удачно изложил задачи работ, но наши геологические и геофизические киты меня, ещё молодого начальника геологического отдела, основательно покритиковали. Особенно мне «досталось» от Наума Яковлевича Кунина, которому не понравилась одна из ставящихся задач – изучение внутреннего строения кристаллического фундамента и прогнозирование разуплотнённых зон в его толще. Конечно, вибрация в коленках была, но отвечал я вполне уверенно, наверное, потому, что эти работы на тот момент уже были поддержаны главным геологом объединения «Татнефть» Ренатом Халиулловичем Муслимовым, а значит, вопрос об их проведении был практически решён.

## **3. Производство региональных сейсморазведочных работ в Татарстане (1988-1996 гг.)**

1988 год. Производство региональных сейсморазведочных работ в Татарстане началось. Геологическое строение изучаемых территорий стало обре-

тать наглядную и понятную форму. Так, на первом же профиле (038860), как на картинке, предстало строение Усть-Черемшанского прогиба. Этим же профилем выявлены антиклинальные структуры, на одной из которых впоследствии открыто самое западное в республике Грозненское нефтяное месторождение.

1989 год. Отработано два региональных профиля на Северо-Татарском своде. Получены новые данные о клиноформном строении западного борта Нижнекамского прогиба Камско-Кинельской системы, о строении бортовой зоны Казанско-Кажимского прогиба.

1990 год. Отработано четыре региональных профиля в западной части Республики Татарстан, на правом берегу Волги. Результаты удивительные. Получены новые данные о геологическом строении слабоизученных территорий, выявлены перспективные объекты в осадочном чехле и в кристаллическом фундаменте. Интерес к полученным результатам таков, что, несмотря на уже завершившуюся перебазировку сейсморазведочной партии в восточную часть республики (а это почти 600 км), геологическая служба объединения «Татнефть» потребовала возвращения партии на запад. Работы там были продолжены и в 1992, и в 1993, и в 1994 годах.

1993 год. Отработано два профиля на Северо-Татарском своде, по сути на «белом пятне».

1996 год. Отработано восемь регионально-зональных профилей для изучения зоны сочленения Казанско-Кажимского авлакогена с Северо-Татарским сводом и структур второго порядка.

Полученные результаты региональных работ в западной и северной частях Республики Татарстан послужили обоснованием постановки планомерных площадных сейсморазведочных исследований, а также продления региональных профилей на территории соседних республик и областей: Республики Марий Эл, Чувашии, Кировской и Ульяновской областей.

Вообще же проведение региональной сейсморазведки в сравнении с площадной характеризуется более высокой сложностью как в технологическом плане, так и в организационном, включая отношения с землепользователями, с местными властями.

Возглавляли региональную с/п № 3 в те годы и решали эти проблемы начальники партий Зявдат Нуртдинович Валиуллин, Владимир Васильевич Золотухин (позднее заместитель генерального директора объединения), Салават Мубаракович Идиатуллин. Большую помощь на всех этапах работ оказывали начальник Бугульминской полевой геофизической экспедиции (позднее заместитель генерального директора объединения, а затем – генеральный директор ООО «ТНГ-ГРУПП») Ринат Гатинович Харисов и начальник производственного отдела разведочной геофизики (затем заместитель генерального директора объединения) Валерий Антонович Екименко.

#### **4. Ульяновская область**

Благодаря высоким геологическим результатам, полученным объединением «Татнефтегеофизика» в Западном Татарстане, нам удалось заинтересовать известного и авторитетного исследователя Волго-Уральской НГП Рэма Борисовича Давыдова и вместе с ним главного геолога ПГО «Нижевожскгеология» Владимира Петровича Климашина в целесообразности проведения объединением «Татнефтегеофизика» сейсморазведочных работ в Ульяновской области. Дело, оказывается, было в том, что нашим предшественникам не удалось решить задачи по изучению геологического строения нижних горизонтов осадочного чехла, поиску залежей нефти, и геологи уже не верили в возможность их решения.

Учитывая принципиальную важность проблемы и возможность расширения рынка геофизических услуг, наши организаторы производства Р.Г. Харисов, В.Ан. Екименко, В.В. Золотухин, М.И. Шагеев укомплектовали сейсмопартию лучшей техникой и оборудованием, что вместе с прогрессивной на то время методикой работ обеспечивало получение высококачественных материалов.

В 1991–1992 гг. такие работы были проведены на двух регионально-зональных профилях и на Лабитовской площади. Полученные здесь результаты, а именно новые данные о геологическом строении территории и главное – открытие Ново-Лабитовского месторождения, не только оказались важными для Ульяновской области, но и позволили поставить вопрос шире – о возобновлении нефтепоисковых работ в западных районах Волго-Камской антеклизы.

#### **5. Чувашская Республика и Республика Марий Эл**

1992 год. Снижение объёмов работ на многих геофизических предприятиях. Объединение «Татнефтегеофизика», напротив, объёмы несколько увеличило: к традиционно «своим» районам деятельности – Татарии и Оренбургской области, а также с 1986 г. Западной Сибири, добавило Ульяновскую область, где второй год успешно работала Лабитовская сейсморазведочная партия № 14. В западной части Республики Татарстан, граничащей с Чувашской Республикой, в ходе региональных исследований получены результаты, расширяющие перспективы региона. Появляется идея продолжить татарстанские региональные профили в западном направлении по территории Чувашии, получить кондиционную информацию о её геологическом строении и оценить целесообразность дальнейших нефтепоисковых работ.

Совместно с уже упомянутым признанным геологическим авторитетом Р.Б. Давыдовым и при заинтересованной поддержке генерального директора ПО «Татнефтегеофизика» Эдуарда Петровича Халабуды, производственных служб (Р.Г. Харисов, В.Ан. Екименко, М.И. Шагеев) и председателя Чу-

вашгеолкома Валерия Васильевича Андриянова мы готовим «Обоснование возобновления нефтепоисковых работ в Чувашской Республике», кладём его на стол Валерию Зайнулловичу Гарипову, возглавлявшему тогда Управление геофизических работ Госкомитета РФ по геологии и использованию недр. Он полностью поддержал идею, и в 1993 г. объединением «Татнефтегеофизика» были начаты первые на территории Чувашии региональные сейсморазведочные исследования МОГТ.

Следует отметить, что подобные обоснования готовили также В.М. Проворов, В.Э. Ветчинкин, В.В. Югин, с публицистическими статьями в республиканской прессе выступал профессор Б.А. Яковлев.

Проводимые объединением «Татнефтегеофизика» работы вызывали большой интерес у руководства республики. Оказывали всемерную помощь и неоднократно выезжали к месту проведения полевых работ вице-премьеры правительства, председатель Чувашгеолкома В.В. Андриянов и сменивший его молодой и энергичный Ю.К. Фомкин. Приезжавших приятно поражали высокий профессионализм наших производственников, организованность, чистота и аккуратность и на базе партии, и на профиле и, конечно, красиво выполненные надписи на бортах спецтранспорта «Нефть – Чувашии!». После таких поездок сложные оргвопросы и проблемы с землепользователями решались заметно проще.

О результатах исследований мы лично докладывали Президенту Чувашской Республики Н.В. Федорову. Президент с интересом воспринял полученные нами результаты и достаточно резко отверг дутые цифры о нефтяном потенциале республики, предложенные представителями одного из институтов. При этом он говорил, что ему нужны объективные данные о наличии или отсутствии нефти, и в зависимости от этого он будет строить политику.

Обоснование возобновления нефтепоисковых работ было нами подготовлено и для Республики Марий Эл. Наши предложения мы вместе с Р.Б. Давыдовым и В.Ан. Екименко доложили Президенту Республики В.М. Зотину. Он очень заинтересовался и поручил нам немедленно (за ночь!) подготовить договор на производство региональных работ, который намерен был на следующий день подписать. Но на следующий день, одоббив в принципе положения подготовленного нами договора, он сказал, что принято решение об организации в Республике Министерства геологии, которое и займется заключением договоров. Региональные работы здесь, действительно, вскоре были начаты, но, к сожалению, другим геофизическим предприятием.

## **6. Перспективные объекты в фундаменте.**

### **Борьба за увеличение глубинности исследований**

Отработка региональных профилей в 1988–1989 гг. проводилась с длиной записи 3 секунды, что позволяло получать новую геологическую ин-



формацию о строении осадочного чехла и верхней части кристаллического фундамента. Сопоставление полученных материалов с данными по скважинам, вскрывшим фундамент на значительную глубину, позволило сформулировать критерии прогнозирования разуплотненных зон в его толще. На основе этих критериев на территории Татарстана было выявлено более 10 перспективных объектов. Первая же скважина (№ 966), пробуренная на Осинном объекте в фундаменте, подтвердила наличие коллектора.

Подобные признаки также были выявлены и использовались для прогнозирования разреза ниже забоя бурящейся сверхглубокой Новоелховской скважины № 20009 по данным ВСП.

Полученные результаты с интересом были восприняты геологической общественностью Татарстана, докладывались на многих совещаниях и конференциях, в том числе международных: «Изучение земной коры бурением и сейсморазведкой», Париж, 1991 г.; международных геологических конгрессах, Киото, 1992 г., Пекин, 1996 г.; «Геофизика и современный мир», Москва, 1993 г. Заметим, что проблема поисков нефти в фундаменте интересовала многих видных ученых (фото 1–4). Основные результаты были опубликованы также в статьях и монографиях, первая из которых «Сейсморазведка МОГТ при изучении докембрийского фундамента» (1994 г.) вышла под редакцией известных и авторитетных ученых Георгия Николаевича Гогоненкова и Юрия Георгиевича Леонова, а вторая (коллективная) «Кристаллический фундамент Татарстана и проблемы его нефтегазоносности» (1996 г.) – под редакцией идеолога обозначенной в названии проблемы Рената Халиулловича Муслимова. Отдавая должное этим великим ученым, должен сказать, что именно они оказали определяющее влияние на формирование моих научных взглядов и способствовали достижению полученных результатов, за что я приношу им свою глубокую благодарность.

Изложенные выше факты положительного решения задач по верхней части фундамента и их признание геологической общественностью, несомненно, придавали нам уверенности в собственных силах, в правильности методических подходов и стимулировали к изучению более глубоких горизонтов.

Большое влияние на увеличение глубинности проводимых нами исследований и на появление у нас, геофизиков-нефтяников интереса к этой проблеме оказали встречи с сейсмиками-глубинщиками Владимиром Степановичем Дружининым и Сергеем Николаевичем Кашубиным, приезжавшими в те годы в «Татнефть» и в «Татнефтегеофизику» для проектирования геотраверса «Гранит»\*. В частности, они рекомендовали на отработываемом в то время региональном профиле 038860 через каждые 10 км производить запись сейсмограмм, увеличенную до 7 секунд.

---

\* Кстати, первоначально этот геотраверс проектировался через Северо-Татарский свод. На основе представленной нами информации мы совместно пришли к выводу о целесообразности его продолжения через Южно-Татарский свод и Ново-Елховскую сверхглубокую скважину № 20009.

Мы не только выполнили эту рекомендацию, но и провели в разных районах Татарстана и Оренбуржья (благодаря тому же административному ресурсу и, конечно, интересу полевиков) дополнительные эксперименты по изучению возможности увеличения длительности записи до 16 секунд. Полученные результаты свидетельствовали о возможности регистрации отраженных волн на гораздо больших временах, чем обычно используемые в этих районах. Это создавало принципиальную возможность получения новой информации о более глубоких горизонтах земной коры нефтегазоносных территорий, причём без существенного увеличения затрат.

Однако на заседаниях техсовета объединения «Татнефтегеофизика» предложения об увеличении длительности записи воспринимались «в штыхы». У оппонентов было два основных возражения. Первое – «на такие большие глубины мы всё равно бурить не будем». И второе – о необходимости экономии магнитной ленты.

С большим трудом удалось доказать необходимость увеличения длины записи на нескольких профилях в 1990 г. до 4 секунд, а на одном из следующих заседаний в 1991 г. – до 5 секунд.

Но в 1993 г. для реализации новых идей о связи нефтеносности с глубинным строением земной коры встал вопрос об увеличении длины записи до 16 секунд – для получения информации до глубин 50–60 км, т.е. вплоть до границы Мохоровичича. Как я ни бился на техсовете, нужное решение провести не удалось. Пришёл я в свой кабинет расстроенный. Следом заходит начальник сейсмопартии, проводившей региональные работы, Салават Мубаракович Идиатуллин.

Говорит: «Алексейч, не расстраивайся. Мы тебе и без техсовета запишем 16 секунд». И записали! Таким образом, западная часть регионального профиля 039307 была отработана с увеличенной длиной записи. И уже благодаря этому впоследствии удалось обосновать на территории Татарстана «Программу региональных глубинных сейсмических исследований МОГТ нефтегазоносных территорий».

Обработка полученных материалов тоже оказалась делом необычным и непростым. В этом мы активно и плодотворно сотрудничали с группой специалистов Центра «Геон», руководимой Владимиром Ивановичем Шаровым (фото 5). Неизменный интерес к нашим исследованиям проявлял генеральный директор Центра Леонид Николаевич Солодилов. Опыт сейсмиков-глубинщиков, объединенный с нашим опытом изучения осадочного чехла и верхней части фундамента, позволил получить сейсмические временные разрезы, ставшие весомым доказательством возможности изучения строения земной коры нефтегазоносных территорий на всю ее мощность, выявления связей глубинного строения земной коры со строением и нефтегазоносностью осадочного чехла.

## **7. 1993 год. Программа глубинных сейсмических исследований МОГТ в восточной части Восточно-Европейской платформы**

Фактические материалы глубинных сейсмических исследований МОГТ, свидетельствующие о возможности получения информации о строении земной коры на всю ее мощность, вместе с ранее полученным положительным результатом прогноза разуплотненной зоны в фундаменте на Осинном объекте укрепили уверенность в правильности разрабатываемых нами методических подходов. Тогда и появилась простая идея: если нефть действительно имеет глубинную природу (а именно с этих позиций искали ее в фундаменте Татарстана), то строение земной коры под нефтяными месторождениями скорее всего не такое, как за их пределами. Вероятно, эти отличия будут более явными в районе крупных месторождений и, опять же вероятно, могут быть зафиксированы глубинной сейсморазведкой МОГТ.

Для реализации этой идеи мной было предложено отработать два профиля, пересекающих Южно-Татарский свод с его гигантскими Ромашкинским и Новоелховским месторождениями. Один профиль предлагалось отработать в субширотном направлении по территории Мордовии, Чувашии, Татарстана, Башкортостана от Саранска (заведомо бесперспективные в нефтеносном отношении земли) до Урала. Второй профиль планировался в субмеридиональном направлении от р. Камы (г. Набережные Челны), опять же через Ромашкинское месторождение и далее на юг по территории Оренбургской области до границы с Казахстаном. В результате реализации этого проекта могла быть решена главная задача: разработка критериев прогнозирования крупных скоплений углеводородов.

В.З. Гарипов одобрил эти предложения, но сказал: «С регионами отработку профилей согласовывай сам». Поехал, согласовал, региональные геолкомы одобрили. Но это же был 1993 год: политические потрясения, отсутствие или сокращение финансирования. Тут не до региональных работ.

Еду в объединение «Татнефть», к Р.Х. Муслимову. Излагаю предложения. Добавляю, что полученные результаты могли бы способствовать и пониманию природы ощутимых землетрясений, участвовавших в те годы в нефтяных районах Татарстана. Ренат Халиуллович, всегда с интересом относившийся к новому, полностью меня поддержал, но сказал: «Во-первых, деньги на отработку профилей мы можем дать только в пределах Татарстана. Во-вторых, здесь задача не только нефтяная, но и общегеологическая. А это уже дело государственное. Если Кабмин (республики) профинансирует половину работ, то другую половину оплатит «Татнефть».

Еду в Казань, в ТРКЗ (Татарстанская Республиканская комиссия по запасам полезных ископаемых при Кабинете министров РТ). Докладываю наши предложения Председателю Анатолию Ивановичу Шевелеву и его специалистам.

И тоже получаю поддержку. И договор на проведение этих работ. Так, с 1994 г. началась реализация «Программы глубинных сейсмических исследований».

Вначале отрабатывались профили, где можно было использовать взрывные источники: 039411 на правобережье Волги (1994 г.) и 039508, 039509, 039510, 039511, примыкающие к Ромашкинскому месторождению (1995 г.). А для отработки фрагментов профилей, проходящих по самому месторождению, необходимы были сейсмические вибраторы, причем более мощные, чем планировалось. Таких вибраторов в 1996 г. еще не было. Удалось их приобрести только через несколько лет, и в 2002 г. появились первые сведения о строении земной коры под Ромашкинским и Новоелховским месторождениями.

## **8. Глубинные сейсмические исследования в Татарстане, Башкортостане, Удмуртии, Самарской, Оренбургской и Кировской областях**

Первые же результаты глубинной сейсморазведки, полученные по региональным профилям 039411 и 039511, со всей определенностью свидетельствовали, что строение земной коры под нефтяными месторождениями существенным образом отличается от западных территорий Татарстана, где таких месторождений нет. Это создавало принципиальную возможность выработки критериев прогнозирования крупных скоплений углеводородов. Для расширения географии исследований и получения дополнительных подобных материалов мы демонстрировали наши результаты на различных геологических совещаниях и призывали соседние республики и области последовать нашему примеру – увеличить длину записи при производстве региональных работ до 15–16 секунд.

Эти предложения с интересом были восприняты геологической общественностью. Первыми приехали в объединение «Татнефтегеофизика» за опытом и для координации планируемых региональных работ представители Самары Андрей Артемович Александров (ныне генеральный директор Волжского отделения ИГиРГИ) и Сергей Афанасьевич Шиляев (ныне заместитель руководителя «Самаранедра»). Мы состыковали самарские профили с татарстанскими и согласовали основные параметры методики полевых работ. К концу 1990-х годов оба планируемых профиля были отработаны объединением «Самаранефтегеофизика». К сожалению, на первом из них по какой-то причине длина записи была сокращена до 8 секунд, но на втором, видимо, убедившись в возможности получения информации до гораздо больших глубин, длину записи увеличили до 18 секунд.

В последующие годы на территории Самарской области по инициативе главных геологов ОАО «Самаранефтегеофизика» с увеличенной до 18 секунд длиной записи проведены регионально-зональные работы на Жигулевско-Пугачевском своде (Ильдус Габдулхакович Сафин), в Ставропольской депрессии и в Серноводско-Абдулинском авлакогене (Владимир Егорович Томилин). К сожалению, эти материалы до сих пор не обобщены,



хотя Самарская область является единственным регионом, где глубинные исследования проведены практически в площадном варианте.

Подобная история повторилась в Удмуртии. Первый профиль был отработан с длиной записи 6 секунд, второй – 11, а почти все последующие – уже 16 секунд. К настоящему времени территория этой республики лучше всего изучена глубинной сейсмикой, однако до сих пор полученные материалы должным образом не обработаны и не обобщены.

С большим интересом к программе глубинных исследований, точнее к отработке субмеридионального профиля от Камы через Ромашкинское месторождение и далее через Оренбургскую область до границы с Казахстаном, отнесся Михаил Васильевич Кирсанов, работавший тогда руководителем «Оренбургнедра». Несмотря на то что в 1993 г. эта программа как федеральная не прошла (и была реализована только на территории Татарстана), в 2000–2001 гг. оренбургские геофизики (Василий Михайлович Черваков и др.) изыскивали возможность отработки такого профиля (XXIV) по территории Оренбургской области. Одним из важнейших результатов по этому профилю стало получение новых данных о характере сочленения Волго-Камской антеклизы и Прикаспийской синеклизы, хотя этот профиль требует переобработки с современных позиций.

На территории Башкортостана в 1995 г. по международной программе был отработан геотраверс «Urseis». Однако он не был ориентирован на решение задач нефтегазовой геологии и на платформенную часть республики он вошел лишь своим окончанием. В последующие годы региональные работы были ориентированы в основном на изучение рифей-вендского комплекса и длина записи составляла обычно 6 секунд. Лишь в 2004 г. на региональных профилях 4 и 8 время регистрации было увеличено до 16 секунд. Полученные материалы стали важной составной частью созданного в ИГиРГИ в 2009 г. сводного глубинного геотраверса «Мемотатур» (Южный Урал – Волго-Камская антеклиза – Московская синеклиза – Мезенская синеклиза).

В начале 2000-х годов ИГиРГИ выполнял работу по обобщению геолого-геофизических материалов по Казанско-Кажимскому прогибу. Для понимания тектоники этого крупного элемента очень не хватало качественных региональных профилей, в первую очередь глубинных. С этой проблемой мы обратились к большому энтузиасту изучения перспектив нефтегазоносности Кировской области Владимиру Германовичу Деньгину, возглавлявшему в те годы «Кировнедра». Он, в свою очередь, обратился в ОАО «Костромагеофизика» к главному геологу Эмилию Васильевичу Сапрыкину, выполнявшему тогда региональные работы в Казанско-Кажимском авлакогене, с просьбой увеличить длительность записи до 16 секунд без изменений методики полевых работ. Костромские геофизики пошли навстречу, и часть регионального профиля 070802 была так отработана. В результате, даже по этому не очень качественному материалу (ведь методика работ не меня-

лась) был сделан вывод о глубинной взбросо-надвиговой природе видимых на сейсмическом разрезе крупных флексур и высказано предположение о тектонической аналогии Жигулевско-Пугачевского и Камского сводов.

Татарстанские геофизики, давшие своими профилями 039411 и 039511 мощный толчок в развитии глубинных сейсмических исследований нефтегазоносных территорий, тоже не сидели на месте. В 1999 г. отработано три региональных профиля для изучения глубинного строения Усть-Черемшанско-го прогиба Камско-Кинельской системы (проектировали их мы в 1997 г. вместе с Ноэлем Миргасимовичем Ахметшиным и Игорем Германовичем Пажиным, а отработывались, обрабатывались и интерпретировались они уже после моего отъезда из Бугульмы). В 2001 г. отработаны уже упоминавшиеся два профиля по Ромашкинскому и Новоелховскому месторождениям. В 2002 г. – четыре профиля на склонах Южно- и Северо-Татарского сводов. Но главное достижение татарстанских геофизиков – геотраверс «Татсейс» – было еще впереди.

## **9. ИГиРГИ. Анализ, переобработка и обобщение результатов региональных сейсморазведочных работ**

2000 год. Уже третий год работаю в Казани, в Госкомитете Республики Татарстан по геологии и использованию недр. 13 января приглашен в Бугульму на юбилей к Ирине Андреевне Ларочкиной, избранной к тому времени заместителем председателя Госсовета РТ. В начале торжества, за праздничным столом получаю предложение на работу в ИГиРГИ и опять, как в молодости, от Е.Б. Груниса (!), за несколько дней до этого назначенного директором этого уважаемого, даже производственниками, института. Он прямо через стол, ни от кого не скрываясь, громко и четко спрашивает: «Поедешь ко мне замом?». Я также четко отвечаю: «Поеду». Председатель Госгеолкома Фарид Миргасимович Хайретдинов (с которым у нас до сих пор теплые отношения) отнесся к этому с пониманием и уже через два месяца я работаю в именитом и могущественном Ордена Трудового Красного Знамени институте геологии и разработки горючих ископаемых.

Правда, к 2000 г. от бывшего могущества мало что осталось. Институт был на «вольных хлебах», искал договоры на стороне. Работы для Министерства топлива и энергетики, к которому относился институт, не выполнялись. Соответственно и финансирования никакого не было. А сейсморазведку, причем с научной направленностью, создавать в институте было надо.

Ощутимой, но, к сожалению, единственной помощью Минтопэнерго стало выделение средств на техперевооружение (благодаря опять же заместителю министра В.З. Гарипову). Благодаря этому мы приобрели рабочую станцию «Sun Ultra 60», компьютеры, принтеры, плоттер и др., однако на нормальное матобеспечение денег не хватило. Удалось заключить неплохой договор с одной из нефтяных компаний. Заработанные на первых этапах

деньги потратили не на зарплату, а на приобретение комплекса программ компании Paradigm Geophysical для обработки данных сейсморазведки и на обучение персонала. И обработка трудно, но пошла.

Много сил было потрачено на выбор вычислительной техники и матобеспечения, а также на поставщиков, так как цены различались очень существенно. Эти задачи мы решали вместе с заведующей лабораторией сейсморазведки Наталией Александровной Трапезниковой (к сожалению, затем недолго проработавшей в институте), замом по экономике Анатолием Васильевичем Рожковым и, конечно, под неусыпным оком генерального директора Е.Б. Груниса.

Первыми нашими обработчиками были Светлана Васильевна Трофимова и Анна Моисеевна Чернобыльская, обрабатывавшие региональные и регионально-зональные профили по Западной Сибири, Татарстану, Самарской области с упором в основном на осадочный чехол. Свежую струю в обработку привнес Александр Петрович Петров, пришедший к нам из ГЕОНа и имевший большой опыт обработки данных глубинной сейсмики. Именно с ним связано получение высоких результатов по геотраверсу «Татсейс». Существенное повышение информативности получаемых нами сейсмических временных разрезов и в Западно-Сибирской, и в Волго-Уральской нефтегазоносных провинциях достигнуто Алексеем Владимировичем Трофимовым, перешедшим к нам из ОАО «Татнефтегеофизика», блестяще знающим и «поле», и обработку и органично соединившим возможности и опыт нефтяной и глубинной сейсмики. Именно этому специалисту мы обязаны получением новых данных о строении глубокозалегающих толщ Западной Сибири и Волго-Урала и их связях с нефтегазоносностью осадочного чехла.

Геологическая интерпретация региональных сейсмических профилей выполнялась нашим классиком, грамотнейшим геологом Вадимом Тимофеевичем Хромовым, способным писать свои разделы в отчетах образно и ярко, как поэмы; увлеченным и всегда ищущим что-то новое Юрием Алексеевичем Романовым; скрупулезной Нелли Враровной Мелик-Пашаевой и, конечно, с участием геофизиков Ольги Андреевны Трофимовой и недолго у нас проработавшей Галиной Михайловной Ермолаевой. При выполнении работ по Западной Сибири привлекалась знаток этого региона, зав. лабораторией Софья Израилевна Филина; при выполнении комплексной интерпретации – завсектором гравиразведки Александра Ивановича Волгина.

Думаю, что результаты, полученные нашим небольшим, но сплоченным коллективом на основе анализа, переобработки и интерпретации результатов региональных геофизических работ, трудно переоценить. Это – уточнение имеющихся и получение новых данных о строении земной коры и перспективах нефтегазоносности многих республик и областей Волго-Уральского региона, создание региональных моделей строения, включая сейсмостратиграфическое расчленение доюрских комплексов по северу Западной Сибири, выявление связей глубинного строения земной коры со

строением и нефтеносностью осадочного чехла, создание тектонической карты Волго-Уральской НГП, выявление крупных радиально-кольцевых структур. Совместно с учеными и специалистами Казанского государственного университета, РГУ НГ, ВСЕГЕИ, ВНИИГЕОСИСТЕМ и других организаций создан сводный глубинный геотраверс Южный Урал – Волго-Камская антеклиза – Московская синеклиза – Мезенская синеклиза, получивший наименование МЕМОТАТУР. Но это отдельная песня, заслуживающая отдельной монографии.

Получение всех этих результатов было бы невозможным без сектора геoinформационных технологий и его руководителя Натальи Сергеевны Серебренниковой, наших незаменимых помощниц Олеси Зиньковской, Лидии Михайловны Дутиковой и набирающей силу и как геолог Гульнaры Нургалиевны Нугумановой, наших системщиков-компьютерщиков Ивана Геннадиевича Ладынина, Сергея Владимировича Кондраева и многих других.

Спасибо Вам, дорогие коллеги!

## 10. Геотраверс «Татсейс»

Проведенный нами в начале 2000-х годов анализ результатов глубинной сейсморазведки позволил понять или приблизиться к пониманию природы аномалий, наблюдаемых на сейсмических временных разрезах в глубинных частях земной коры. Это дало возможность целенаправленно спроектировать и обосновать региональный профиль, который, начинаясь от окончания «Урсейса», пересекал бы практически всю Волго-Уральскую НГП и заканчивался в Московской синеклизе. В дальнейшем этот профиль получил наименование геотраверс «Татсейс». Его отработка была поддержана руководителем «Приволжскнедра» Олегом Сергеевичем Богатыревым, а затем заместителем Министра природных ресурсов Петром Васильевичем Садовником. Объявленный конкурс выиграло ОАО «Татнефтегеофизика» (ныне ООО «ТНГ-Групп»), научно-методическое сопровождение работ, обработка и интерпретация данных была поручена нам, ФГУП «ИГиРГИ».

Думаю, что этот тандем Татнефтегеофизика – ИГиРГИ при проведении работ на геотраверсе был образцом сотрудничества производственного геофизического предприятия и научно-исследовательского института. Совместно были проведены опытные работы и определена методика полевых работ; трасса профиля была определена также совместно и любое отклонение от нее согласовывалось; супервайзинг с нашей стороны осуществлял известный геофизик Михаил Борисович Шнеерсон; обработка и интерпретация сейсморазведочных данных выполнялись и в «Татнефтегеофизике» (Алексей Владимирович Трофимов), и в институте (Александр Петрович Петров); комплексная интерпретация с привлечением других геофизических методов осуществлялась в ОАО «Татнефтегеофизика» под руководством главного геолога Валентины Александровны Екименко и главного



геофизика управления «Казаньгеофизика», доктора геол.-мин. наук Камиля Мидхатовича Каримова.

Результаты, полученные по геотраверсу «Татсейс», уникальны, опубликованы в ведущих научных журналах, с интересом восприняты геологической общественностью, в том числе на международных конференциях AAPG (Афины, 2007 г.), EAGE (Лондон, 2007 г.), симпозиумах по глубинной сейсмике (США, 2008 г.; Япония, 2006 г.; Финляндия, 2008 г.) (фото 6–8). В то же время следует отдавать себе отчет в том, что хотя это и уникальный профиль, но он один. И уточнение выявленных связей глубинного строения и нефтеносности, и методика прогнозирования перспективных объектов в рифей-вендском комплексе ждут дальнейших усилий и ученых, и производителей.

## 11. Западная Сибирь

Как ни странно, больший интерес к глубинной сейсморазведке МОГТ проявили не государственные органы, призванные играть организующую роль в постановке и решении фундаментальных задач изучения нефтегазовых провинций, и не «придворные» институты, а нефтяные – компании-недропользователи. При производстве работ в Татарстане – это объединение «Татнефть», в Западной Сибири – «ЛУКОЙЛ».

Понятно, проблемы с финансированием, денег на новые глубинные сейсморазведочные работы нет. Но почему, если уж они проводятся, не увеличить время регистрации? Или почему никто не поставил перед СИБНАЦ задачу по переобработке региональных профилей на полное время регистрации? Удорожание в этих случаях крохотное, а прирост информации мог бы быть весьма значительным.

Другой пример. НК «ЛУКОЙЛ» в 2001 г. поставила глубинную сейсмику на землях ТПП «Лангепаснефтегаз». Чуть позже такие же работы на Самотлоре провел «Самотлорнефтегаз». Честь им и хвала. Но отработанные ими профили короткие, так как не выходят за пределы лицензионных участков, и, как следствие, малоинформативны.

Каждый региональный профиль должен решать конкретную и весомую геологическую задачу и скорее всего должен иметь значительную протяженность. Он может пройти по участкам разных недропользователей и соответственно финансироваться «в складчину» при организующей роли территориальных органов Агентства по недропользованию. Участки профиля, находящиеся на нераспределенном фонде недр, должны финансироваться государством. Так, общими усилиями можно создавать региональные профили, которые были бы полезны каждому из участников консорциума. Однако подобные предложения планируемыми органами и институтами не воспринимались.

Даже по Лангепасскому и Самотлорскому участкам, где необходимость отработки связующего профиля относительно небольшой протяженности (порядка 40–50 км) очевидна, такое предложение не прошло.

Приятное воспоминание по северу Западной Сибири. НК «ЛУКОЙЛ» заказала у нас переобработку трех региональных профилей (530 км) на территории Большехетской впадины. Результаты пробной переобработки по участку профиля 33 оказались настолько информативными и неожиданными, что геологическая служба заказчика (Александр Адольфович Семянов и др.) сочла необходимым переобработать все профили, проходящие по его лицензионным участкам. А это было уже более 1200 км. И объемы, и наука, и зарплата.

Несомненно, существенное повышение информативности результативных временных разрезов и в Западной Сибири, и в других регионах достигнуто, во-первых, благодаря тому, что обработка в институте – не производственный конвейер и имеет, как правило, «штучный» характер, и, во-вторых, благодаря квалификации наших обработчиков.

## 12. Последнее...

Да, мир остается прежним. Есть среди нас энтузиасты, увлеченные своим делом люди, выполняющие исследования или создающие что-то новое по личной инициативе или, как говорится, «из любви к искусству». А есть и откровенно равнодушные, «в штыки» воспринимающие все новое. Как в давние годы приходилось бороться за каждую секунду увеличения длительности записи, так и сейчас, в 21-м веке уже несколько лет доказываю во всех инстанциях необходимость постановки, тематической работы, в рамках которой нужно было бы с единых позиций проанализировать, переобработать и обобщить все материалы по глубинной сейсморазведке в нефтегазоносных районах страны, в первую очередь в Волго-Уральской НГП, где уже отстреляно более 9 тыс. пог. км (!) региональных сейсмических профилей. Поразительно, но, затратив много (не один миллиард) рублей на производство полевых сейсморазведочных работ и стандартную обработку данных, руководство Роснедр не нашло несравнимо меньшую сумму на обобщающую тематическую работу.

Главным результатом такой тематической работы могла бы стать разработка методики прогнозирования крупных скоплений углеводородов, что для нашей страны сейчас особенно актуально. Эта методика была бы востребована как в Восточной Сибири, так и в районах истощенных месторождений и слабоизученных территорий Европейской части России.

Но, как известно, пророков в своем Отечестве нет. В то же время наши результаты заинтересовали американских специалистов. Может оказаться и так, что через некоторое время они «доведут до ума» начатое нами, а мы потом будем закупать уже у них новые технологии поисков и разработки месторождений углеводородов.

Отсутствие госфинансирования обобщающих и научно-исследовательских работ по изучению глубинного строения нефтегазоносных территорий, по глубинному происхождению нефти, по выработке критериев поисков крупных скоплений углеводородов собственно и явилось одной из причин написания этой книги.

*На 29-м Международном геологическом конгрессе. Киото, Япония, 1992 г.*



1. Академик В.Е. Хаин у моего постера



2. Р.Р. Мурзин, начальник МАГЭ, будущий начальник управления нефти, газа и морских работ МПР России (слева) у моего постера



3. Член-корреспондент РАН, декан геологического факультета МГУ Б.А. Соколов представляет доклад «Подфундаментная нефть»

4. 8-й Международный симпозиум по глубинной сейсмике. Улвик, Норвегия, 2000 г.  
*Встреча*

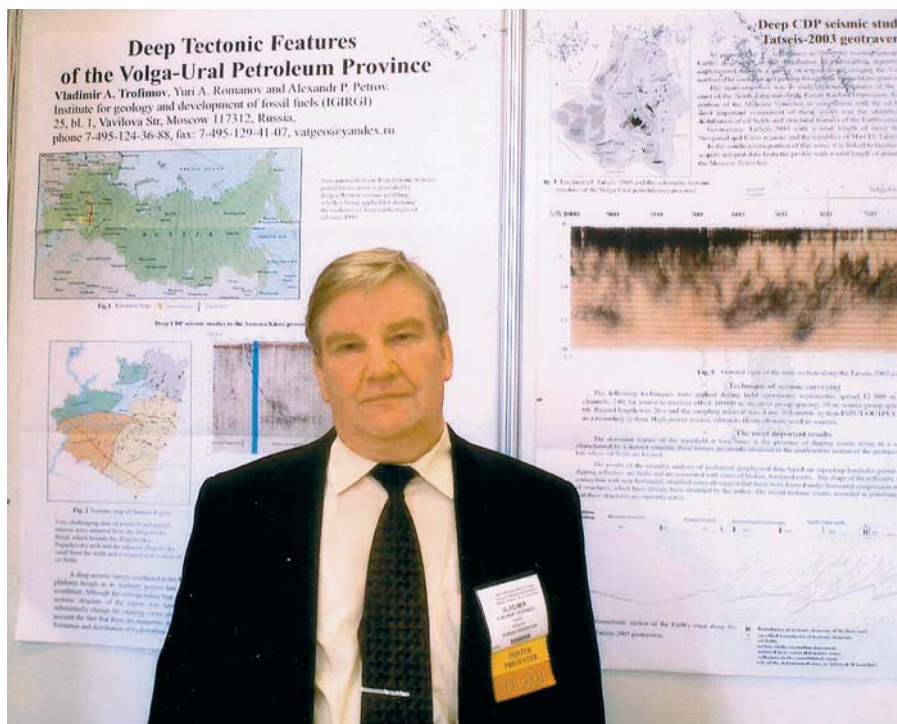


Слева направо: Л. Браун (США), С.В. Богданова (Швеция), Н.И. Павленкова (Россия)





5. В.И. Шаров увлеченно представляет наш совместный доклад



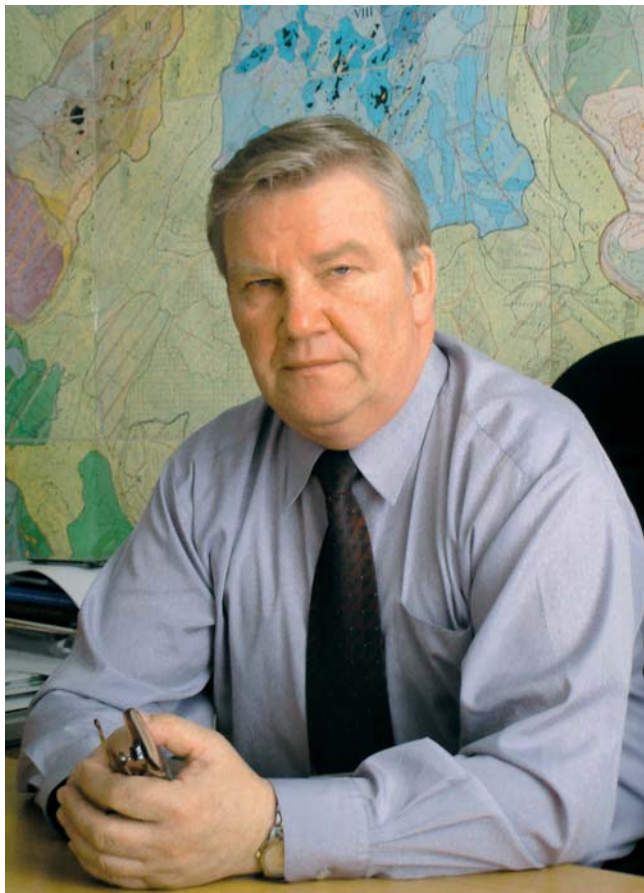
6. Доклад «Особенности глубинной тектоники Волго-Уральской НГП». Конференция ААРГ, Европейский регион, Афины, 2007 г.



7. На защите отчета по геотраверсу «Татсейс».  
НТС «Татнедра», Казань, 2005 г.



8. Академик Р.Х. Муслимов поздравляет с удачным докладом. Совещание по проблемам современной подпитки нефтяных месторождений. Карабаш, Республика Татарстан, 2009 г.



**Трофимов Владимир Алексеевич** – заместитель генерального директора ОАО «ИГиРГИ», доктор геолого-минералогических наук, профессор, действительный член РАЕН, Заслуженный геолог Российской Федерации и Республики Татарстан, член ЕАГО, AAPG, EAGE.

После окончания Казанского государственного университета (1971) работал в объединении «Татнефтегеофизика» на разных должностях – от инженера-оператора до главного геолога – заместителя генерального директора объединения. В 1997–2000 годах – начальник отдела геологии нефти и газа Государственного комитета Республики Татарстан по геологии и использованию недр, с 2000 года – заместитель генерального директора Института геологии и разработки горючих ископаемых (ОАО «ИГиРГИ»).

Научные интересы: нефтегазовая геология и геофизика, геотектоника; выявление связей глубинного строения земной коры со строением и нефтегазонасностью осадочного чехла, глубинное происхождение нефти.

Участвуя в организации и производстве геолого-геофизических исследований, обосновал и инициировал постановку региональных сейсморазведочных работ в Татарстане и ряде других нефтегазоносных районов России, в том числе в глубинном варианте; принимал непосредственное участие в их реализации, в обработке и интерпретации полученных материалов.

Автор более 250 научных публикаций, в том числе 3 монографий.



**Научное издание**

**Владимир Алексеевич Трофимов**

**ГЛУБИННЫЕ РЕГИОНАЛЬНЫЕ  
СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ МОГТ  
НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ТЕРРИТОРИЙ**

Редактор *Л.В. Филиппова*

Дизайн и компьютерная верстка *А.Н. Кураленко*

ООО Издательство ГЕОС

129315, Москва, 1-й Амбулаторный пр-д, 7/3-114.

Тел./факс: (495) 959-35-16, (499) 152-19-14, 8-926-222-30-91.

E-mail: [geos-books@yandex.ru](mailto:geos-books@yandex.ru), [www.geos-books.ru](http://www.geos-books.ru)

ООО ИПК “Панорама”

Подписано к печати 28.08.2014.

Формат 70×100 1/16. Бумага офсетная.

Гарнитура Таймс. Печать офсетная. Уч.-изд. л. 18,0.

Тираж 300 экз.

Отпечатано в полном соответствии с представленным электронным оригинал-макетом в ОАО “Альянс “Югполиграфиздат”, ООО ИПК “Панорама”  
400001, г.Волгоград, ул. КИМ, 6