

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/28_2016

УДК 550.834:553.98(470.1)

Отмас А.А. (старший)

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

Файзуллин И.С., Серегин А.В.

ООО НВП «ГЕОАКУСТИК», Москва, Россия, lab5@geosys.ru, slbo-slong@mail.ru

Куранов А.В.

ООО «Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр» (ООО «ТП НИЦ»), Ухта, Россия, av.kuranov@tpnic.ru

ИЗУЧЕНИЕ ТРЕЩИНОВАТОСТИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ЛОКАЦИИ БОКОВОГО ОБЗОРА

Приведены общие сведения о технологии сейсмической локации бокового обзора, проводимой с целью изучения трещиноватости геологической среды, и результаты специальной переобработки сейсморазведочных материалов по этой технологии в пределах исследуемого региона (территория Республики Коми) по региональному сейсмическому профилю. Проведенные исследования позволили выделить в осадочном чехле зоны с различной интенсивностью трещиноватости, наметить локальные объекты и оценить их перспективность по распределению и степени трещиноватости. Также были оценены потенциальные ресурсы нефти и газа в указанных объектах и выделены наиболее привлекательные из них для дальнейшего изучения.

Ключевые слова: сейсмическая локация бокового обзора, сейсмический разрез, трещиноватость, локальная структура, ресурсы нефти и газа, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция.

Общие сведения о технологии сейсмической локации бокового обзора

До недавнего времени изучение трещиноватости геосреды методами общей глубинной точки (МОГТ) было проблематичным в связи с тем, что применяемые в сейсморазведке способы наблюдения и обработки направлены на более качественное выделение зеркально отраженных волн, напрямую не связанных с трещиноватостью.

В 1989-1991 гг. в Государственном научном центре РФ «ВНИИгеосистем» (в прошлом ВНИИЯГГ) и ООО НВП «ГЕОАКУСТИК» был разработан принципиально новый метод сейсморазведки, который основан на регистрации рассеянных волн (РВ) и используется для изучения открытой трещиноватости геосреды – сейсмическая локация бокового обзора (СЛБО) [Файзуллин, Куценко, 2008]. Дальнейшее развитие метода применительно к решению задач нефтегазовой геофизики осуществлялось ООО НВП «ГЕОАКУСТИК», которому принадлежат основные патенты на этот метод [Патент РФ №2008697, Патент РФ №2251717].

Физические основы сейсмической локации бокового обзора

Распространение сейсмических волн в твердых горных породах сопровождается потерей энергии за счет неидеальной упругости (поглощение) и рассеяния на мелких неоднородностях типа трещин и границ блоков (зерен). Энергия РВ зависит от трещиноватости геосреды. Поскольку открытые трещины являются акустически наиболее контрастными, то энергия РВ определяется степенью открытой трещиноватости. РВ на 1-2 порядка слабее отраженных и поэтому для их выделения необходимо применять специальные методы, которые используются в технологии СЛБО.

Апертуры излучения и приема выносятся в сторону от изучаемого массива, чем устраняется мешающее влияние зеркально отраженных волн. В апертурах распределяется большое количество пунктов излучения (до 100) и приема (120 и более), а двойным фокусированием по излучению и приему достигается суперкратное накопление (до 10^4) РВ. Принципиальная схема наблюдений по методу СЛБО представлена на рис. 1. Следует отметить также, что для исключения влияния ориентировки трещин на рассеяние, просвечивание исследуемого массива проводят с разных направлений. Кроме того, при интерпретации данных СЛБО необходимо учитывать, что за счет бокового просвечивания имеет место наклонное распространение падающей волны, а так как рассеяние максимально при нормальном падении волны на трещину, то регистрируемые РВ будут характеризовать, в основном, субвертикальную трещиноватость, что особенно важно при поиске субвертикальных трещиноватых зон.

Методика обработки материалов СЛБО используется также для обработки данных МОГТ-2Д. Различие в выделении зеркально отраженных и РВ в этом случае показано на кинематических схемах суммирования по ОГТ и СЛБО (рис. 2). Осуществляя сопряженное фокусирование и боковой обзор различных точек исследуемого разреза по технологии фокусирующего преобразования (ФП), разработанной С.И. Шленкиным [Шленкин и др., 1997], получают двухмерное распределение значений энергии РВ, образующихся в этих точках.

Технология ФП позволяет получать информацию не только по рассеивающим свойствам геосреды, но и по отражающим. Разделение сфокусированного поля отраженных волн на зеркальную и рассеивающую составляющие осуществляется на основе принципа бокового обзора. С точки зрения теории пространственных интерференционных систем «боковой обзор» - это режим фокусировки сигналов апертурами источников и приемников в нижнее полупространство под углом, исключающим синфазное сложение сигналов зеркально-отраженных волн, возникающих при условии, что угол падения равен углу отражения. Область бокового обзора начинается за пределами 1-ой зоны Френеля, где формируется

сигнал зеркально-отраженной волны и обычно составляет 1,5-2 радиуса этой зоны.

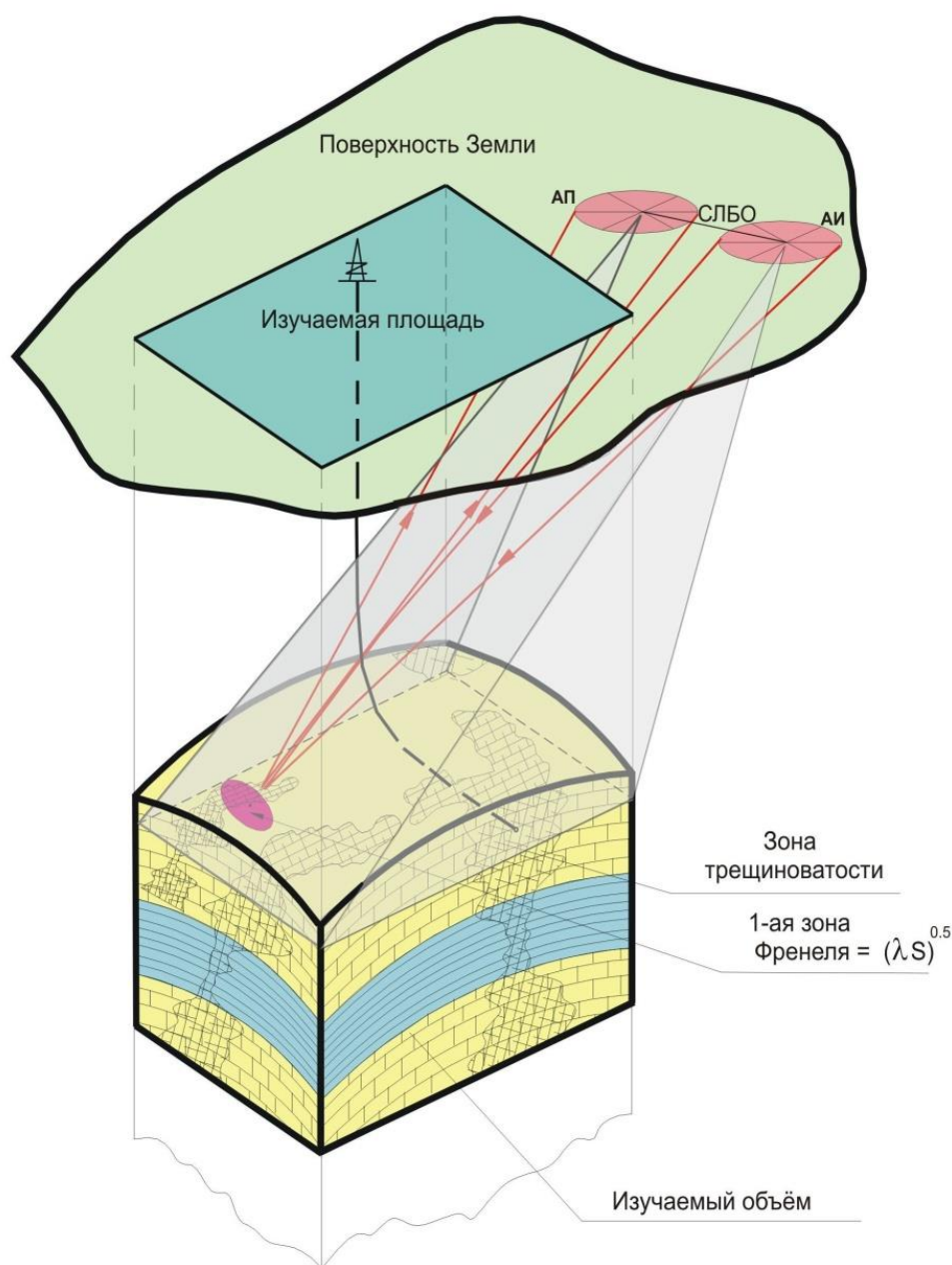


Рис. 1. Принципиальная схема наблюдений методом сейсмической локализации бокового обзора и лучевая схема фокусирующего выделения рассеянных волн
АП – апертура приема, АИ - апертура излучения.

В результате полного цикла обработки исходных данных по технологии ФП получают три модификации сейсмического разреза [Шленкин и др., 1991]:

- ФП – разрезы (3D кубы) в традиционном для сейсморазведки представлении, отображающем строение среды в поле отраженных волн;
- разрезы (3D кубы) для поля РВ;
- комбинированные модификации 2D/3D данных, на которых результаты ФП для поля

отраженных волн выступают в качестве несущей компоненты, РВ – в качестве моделирующей.

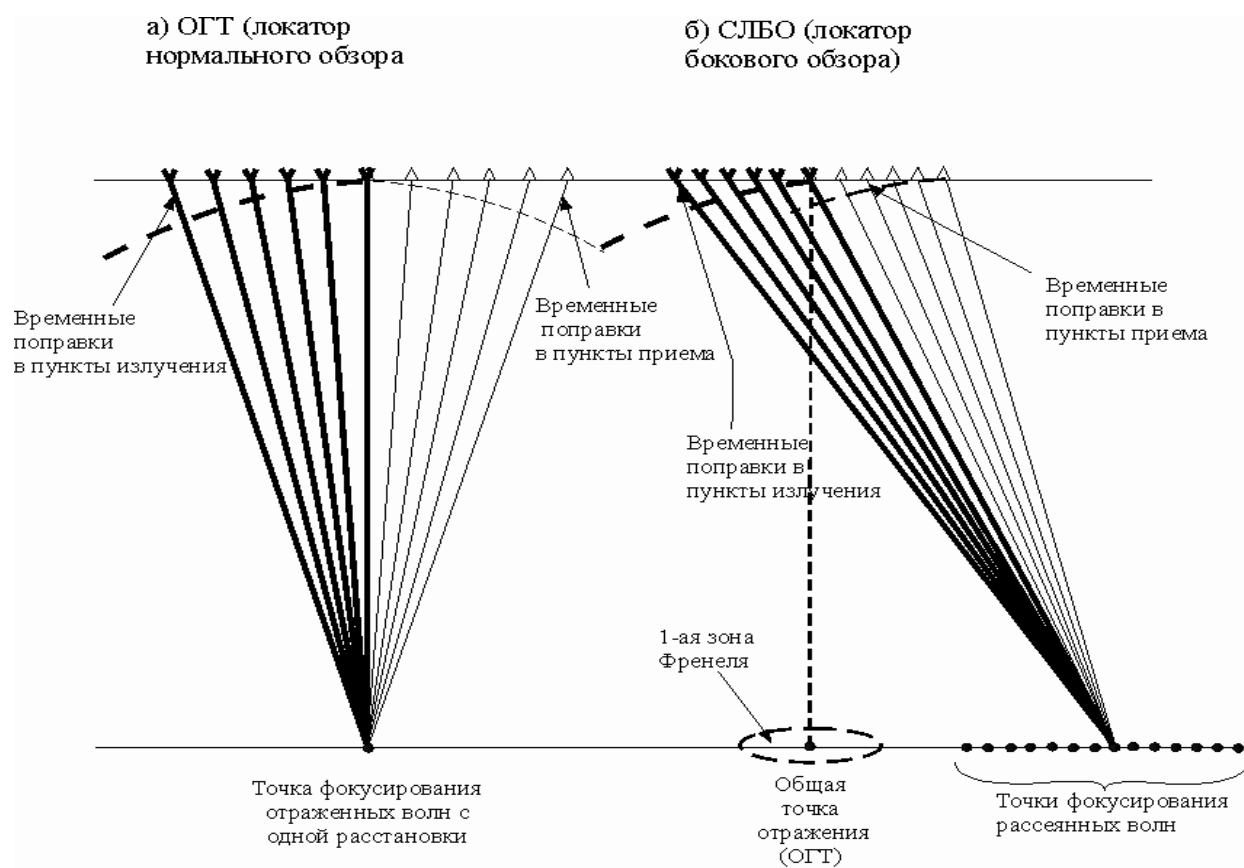


Рис. 2. Лучевые схемы фокусирования при нормальном обзоре - схема общей глубинной точки (а) и боковом обзоре – схема сейсмической локации бокового обзора (б)

Анализируя поведение аномальных зон в волновом поле, на комбинированном ФП-разрезе можно идентифицировать область развития неоднородностей, что может быть использовано для решения различных задач.

Особый интерес представляет изучение трещиноватости в низкопроницаемых коллекторах, к которым относятся доманикоидные отложения. Как показали работы ФГУП «ВНИГРИ», решающая роль в обеспечении коллекторских свойств таких пород принадлежит трещиноватости тектонического происхождения [Нефть и газ низкопроницаемых..., 2014]. СЛБО как раз и предназначена для изучения открытой трещиноватости в геосреде.

Результаты специальной переобработки сейсморазведочных материалов МОГТ-2Д по технологии сейсмической локации бокового обзора в пределах исследуемых территорий Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Специальная переобработка сейсморазведочных материалов МОГТ-2Д проводилась на составляющих профилях регионального профиля 30РС. Всего было переобработано пять профилей, общей протяженностью 262,79 пог. км. Список переобработанных профилей

приведен ниже (табл. 1).

Таблица 1

Список переобработанных профилей по Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Профиль	Пог. км.
30РС-2	51,69
30РС-3	103,61
30РС-7	51,06
30РС-8	28,07
30РС-9	28,36
<i>Всего:</i>	<i>262,79</i>

В административном отношении переобработанные профили МОГТ-2Д расположены на территории Республики Коми. Обзорная карта района работ приведена на рис. 3.

Профиль 30РС-3

Профиль 30РС-3 проходит через Косью-Роговскую впадину (Прилемвинскую складчато-покровную зону и Абезьскую депрессию). По профилю прослежены шесть основных отражающих горизонтов: I-II (P-C) – кровля карбонатных отложений карбона; II-III (C-D) – кровля верхнедевонских отложений; IIIf (D₃f) – подошва верхнедевонских отложений; III-IV (D-S) – кровля силурийских отложений; IV-V (S-O) – кровля ордовикских отложений; VI (PR?) – кровля фундамента (фрагментарно).

Сейсмический временной разрез, с наложенным на него разрезом поля трещиноватости, так называемый комбинированный временной разрез, представлен на рис. 4. Как видно из этого разреза, поле трещиноватости в целом отличается сложным характером распределения. Под Больше-Мичаельской-II структурой наблюдается наиболее трещиноватая зона (красно-желтые тона), которая распространяется на всю глубину, включая фундамент. С правой стороны она ограничивается вертикальной зоной с низкой трещиноватостью (сине-зеленые тона). Соседняя Южно-Кебылаюская структура (купол б) находится в области средней трещиноватости (желто-зеленые тона), кроме узкой зоны повышенной трещиноватости, прослеживаемой и в фундаменте. Находящийся рядом с ней (купол а) Южно-Кебылаюской структуры расположен в области повышенной трещиноватости (красно-желтые тона), проникающей в фундамент. В соседней Кебылаюской структуре зона повышенной трещиноватости начинает прослеживаться с фундамента, в Абезьской депрессии повышенная трещиноватость - только до фундамента.

Волновое поле вдоль профиля 30РС-3 имеет сложную волновую картину (многочисленные тектонические нарушения, надвиги). В этих условиях продуктивные объекты выделялись по структурным признакам и аномалиям волнового поля.

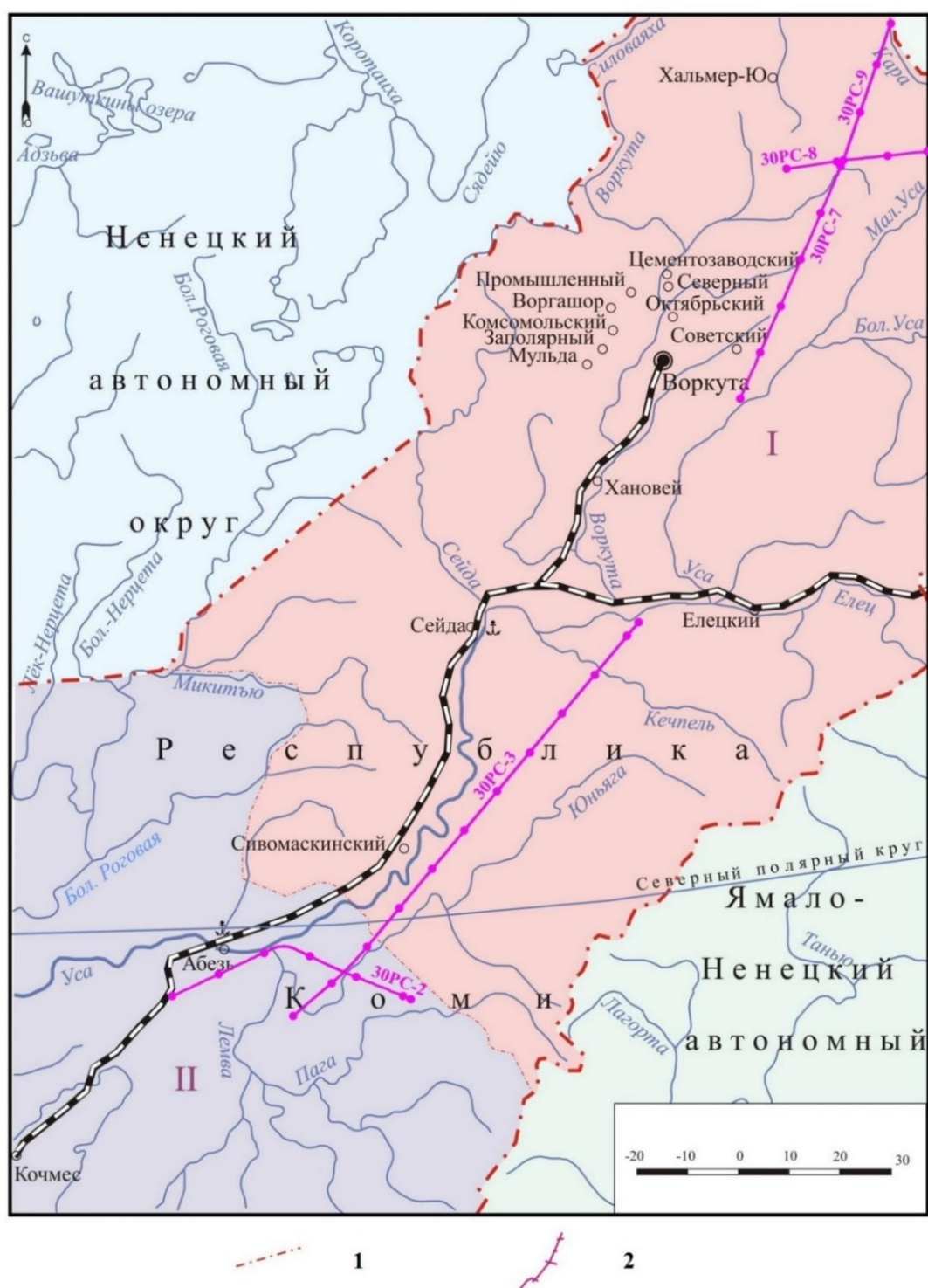


Рис. 3. Обзорная карта района работ в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции
 1 – границы административных районов, 2 – региональный сейсмический профиль 30РС, I – территория, подчиненная Интинскому горсовету, II – Воркутинский район.

Так были выделены три карбонатные постройки в верхнедевонских отложениях. Из них первая расположена в Больше-Мичаельской структуре, вторая и третья – в Южно-Кебылаюской структуре (купол б). Четвертая карбонатная постройка была выделена в каменноугольных отложениях Южно-Кебылаюской (купол а) структуры, пятая – в тех отложениях Кебылаюской структуры (см. рис. 4).

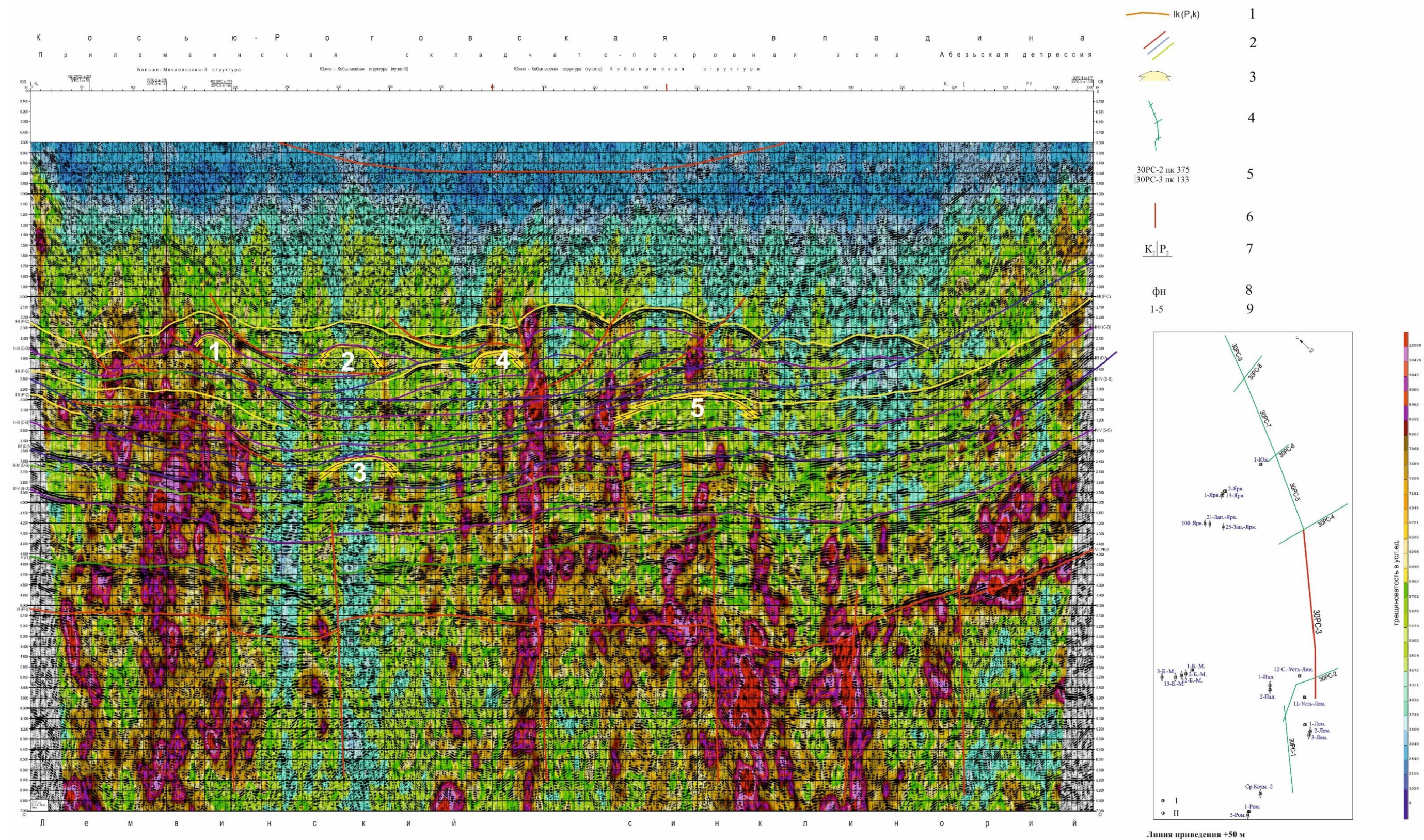


Рис. 4. Комбинированный временной разрез поля трещиноватости и отраженных волн по профилю 30PC-3

1 - отражающие горизонты, их индексы и стратиграфическая привязка, 2 - тектонические нарушения, 3 - предполагаемые карбонатные постройки, 4 - профиль 30PC, 5 - пересечение профилей, 6 - выходы на поверхность тектонических разломов по данным геологической съёмки, 7 - выходы на поверхность различных комплексов по данным геологической съёмки, 8 - фронтальный надвиг, 9 - перспективные объекты. Скважины: I – поисковые, II – параметрические.

Первая карбонатная постройка находится в области субвертикальной зоны трещиноватости (СЗТ). Через вторую, третью слева и четвертую справа постройки проходит узкая СЗТ, а через пятую слева - ответвление этой же СЗТ.

Таким образом, через все выделенные карбонатные постройки проходят СЗТ, что позволяет считать их перспективными и с точки зрения распределения открытой трещиноватости. Трещинная пористость внутри всех построек имеет среднее значение (желто-зеленые тона), что свидетельствует о возможности получения из этих образований средних дебитов в случае нахождения и разработки углеводородов (УВ).

Профиль 30РС-2

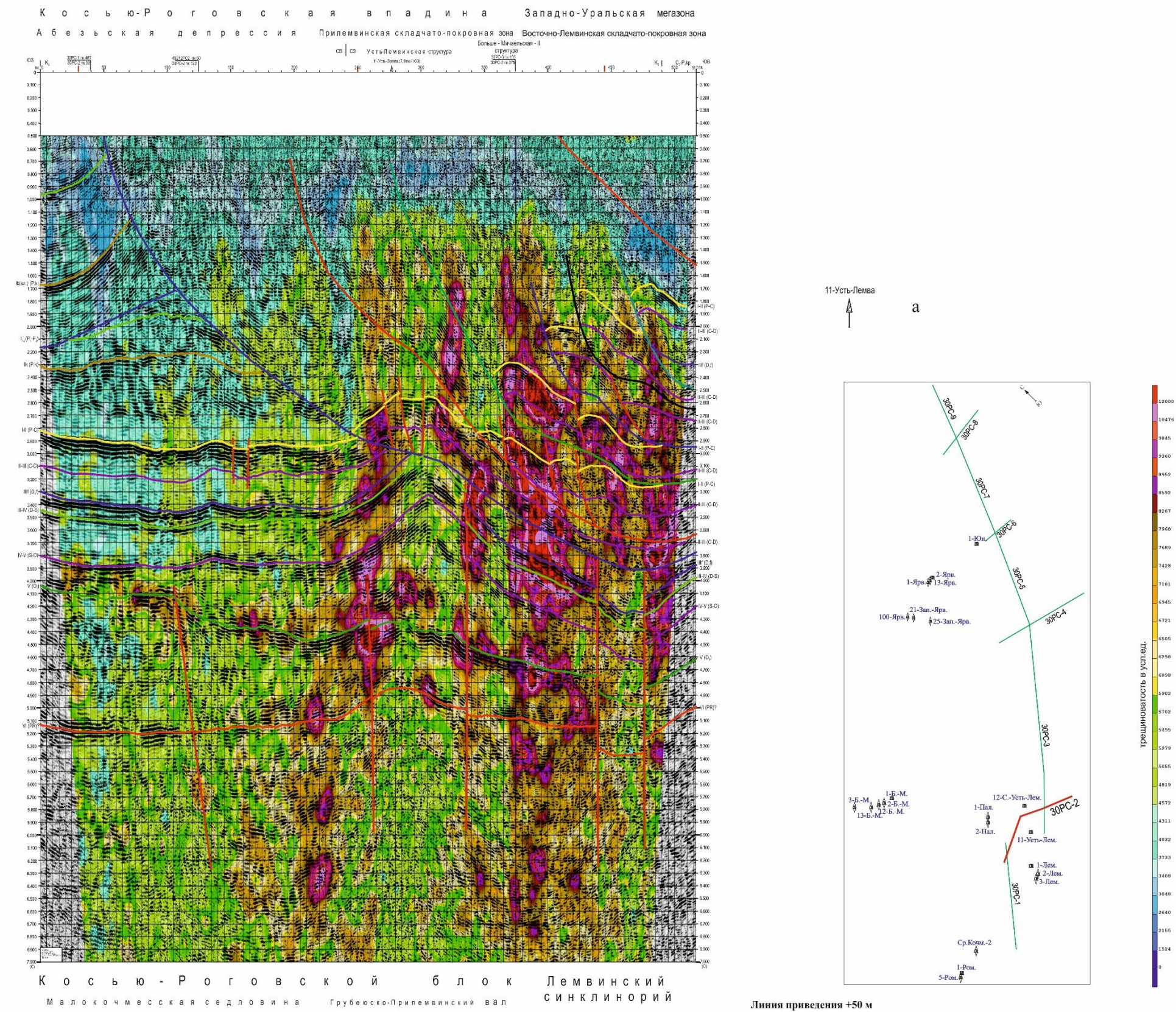
Профиль 30РС-2 проходит через Косью-Роговскую впадину и Западно-Уральскую мегазону (Абезьскую депрессию, Прилемвинскую складчато-покровную зону, Восточно-Лемвинскую складчато-покровную зону). Наиболее сложное строение имеет Прилемвинская складчато-покровная зона (рис. 5). С точки зрения распределения трещиноватости, наибольшая трещиноватость наблюдается в Больше-Мичаельской-II структуре. Зона повышенной трещиноватости, как и в секущем в этом месте профиле 30РС-3, распространяется по всей глубине, включая фундамент. Это позволяет считать, что Больше-Мичаельская-II структура имеет объемный характер.

По своему виду зона повышенной трещиноватости соответствует СЗТ, но отсутствие участков с аномальной волновой картиной при сильной раздробленности структуры не позволяют выделить перспективные объекты. Тем не менее на секущем профиле 30РС-3 на этой структуре была выделена карбонатная постройка в позднедевонских отложениях, перспективность которой была подтверждена наличием этой же СЗТ.

В Усть-Лемвинской структуре повышенная трещиноватость наблюдается по обеим сторонам структуры, но условиям СЗТ отвечает только находящаяся на левом склоне. И если бы структура не была разбита большим количеством тектонических нарушений, то она была бы перспективной.

Следует отметить также, что скв. 11-Усть-Лемва, пробуренная на расстоянии 7,8 км к юго-западу от профиля 30РС-2 с забоем на глубине 4406 м дала 11,5 м³ минеральной воды с глинистым раствором в течении 180 мин. Оценивать трещиноватость в районе скважины по распределению поля трещиноватости на временном разрезе по профилю 30РС-2 трудно из-за сравнительно большого ее удаления.

Однако можно отметить, что скважина в целом расположена в зоне средней трещиноватости (желтые тона), которая может обеспечить полученный дебит жидкости (см. рис. 5).



Профиль 30РС-7

Профиль 30РС-7 пересекает Воркутинское поперечное поднятие (Юньягинская антиклинальная зона, Горст Чернова) и Кортаихинскую впадину (Сырьягинская складчатая зона). Комбинированный временной разрез представлен на рис. 6. Сейсмический временной разрез осложнен большим количеством тектонических нарушений, что проявляется и в поле трещиноватости по данным СЛБО. Поле трещиноватости разбивается на две СЗТ, разделенные зоной пониженной трещиноватости (синие пятна).

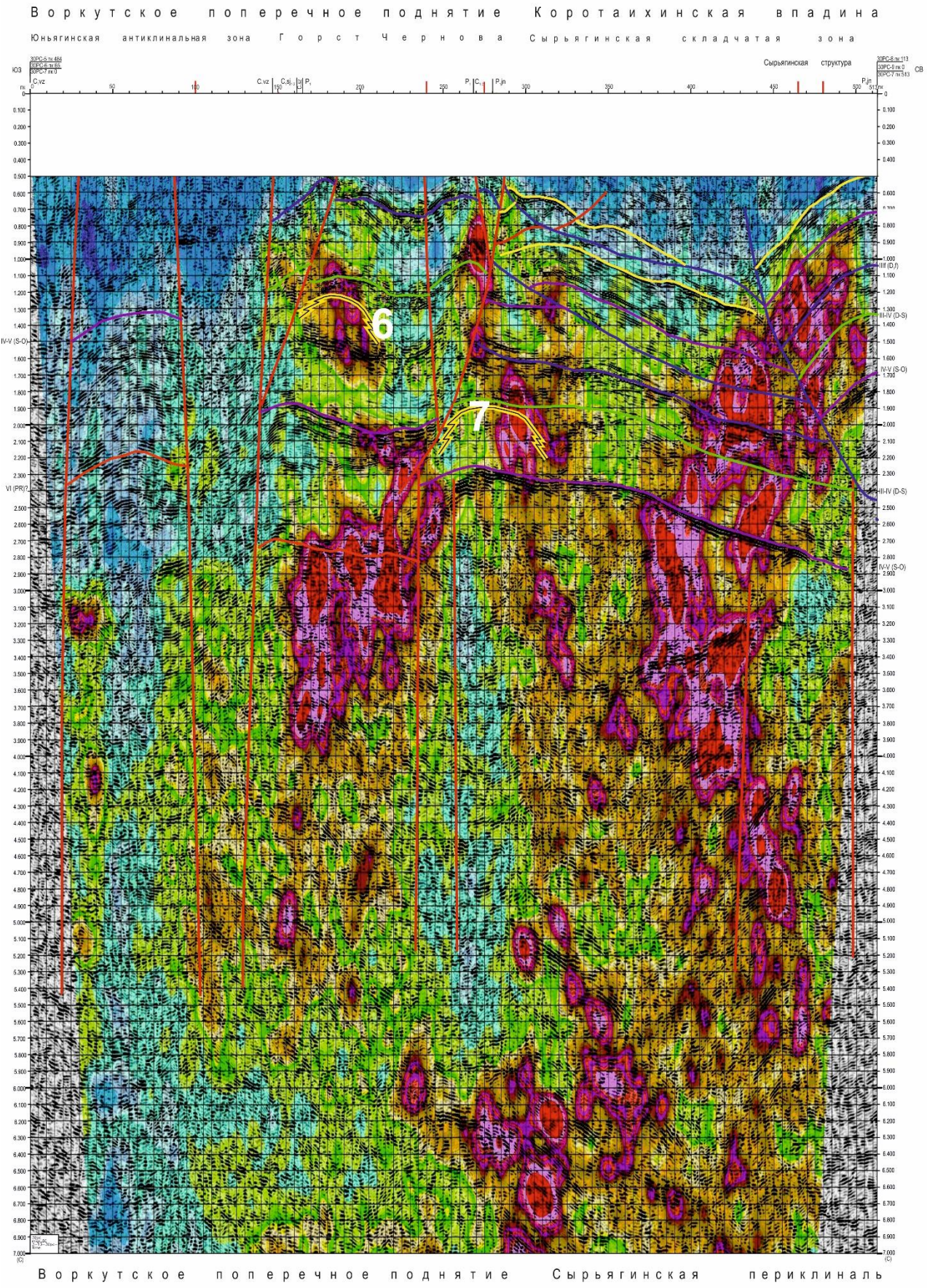
Авторами выделены аномалии сейсмической записи, позволяющие предположить существование карбонатных построек. Одна из них выделена в Горсте Чернова в силурийских отложениях, вторая – в тех же отложениях на границе с Сырьягинской складчатой зоной. Как видно на комбинированном разрезе (см. рис. 6), первая из построек связана с первой СЗТ, а вторая – со второй СЗТ.

Тем самым распределение открытой трещиноватости подтверждает перспективность выделенных карбонатных построек. Как видно из рисунка, в карбонатных постройках располагаются зоны повышенной трещиноватости, занимая половину площади. Поскольку трещиноватость характеризует трещинную пористость (емкость), то эти постройки наиболее привлекательны для разбуривания, так как могут обеспечить значительные запасы УВ и дебиты скважин.

Профиль 30РС-9

Профиль 30РС-9 пересекает Сырьягинскую складчатую зону – Сырьягинскую периклинал (Верхнеусинское опускание). По данным сейсморазведки горизонты осадочного чехла разбиты на блоки и погружаются по профилю в северо-восточном направлении (рис. 7). По данным СЛБО, в осадочном чехле выше кровли ордовикских отложений (ОГ IV-V (S-O)), вертикальные зоны сильной трещиноватости (красные тона) перемежаются с вертикальными зонами средней и пониженной трещиноватости (желто-зеленые и синие тона) (см. рис. 7). Под вертикальными зонами повышенной трещиноватости в нижней части разреза прослеживаются зоны выше средней трещиноватости (желто-красные тона), уходящие на большие глубины. Наличие этих вертикальных зон, по-видимому, связано с влиянием сжимающих усилий при опускании пород, при которых возникают зоны разуплотнения и уплотнения. При этом в осадочном чехле наибольшие растяжения происходят на крутых склонах, что и наблюдается на профиле.

Профиль 30РС-9 пересекается профилем 30РС-8, однако в точке пересечения он только начинается. Поэтому по СЛБО место пересечения не может быть обработано, что затрудняет сопоставление полученных результатов.



6,7

а

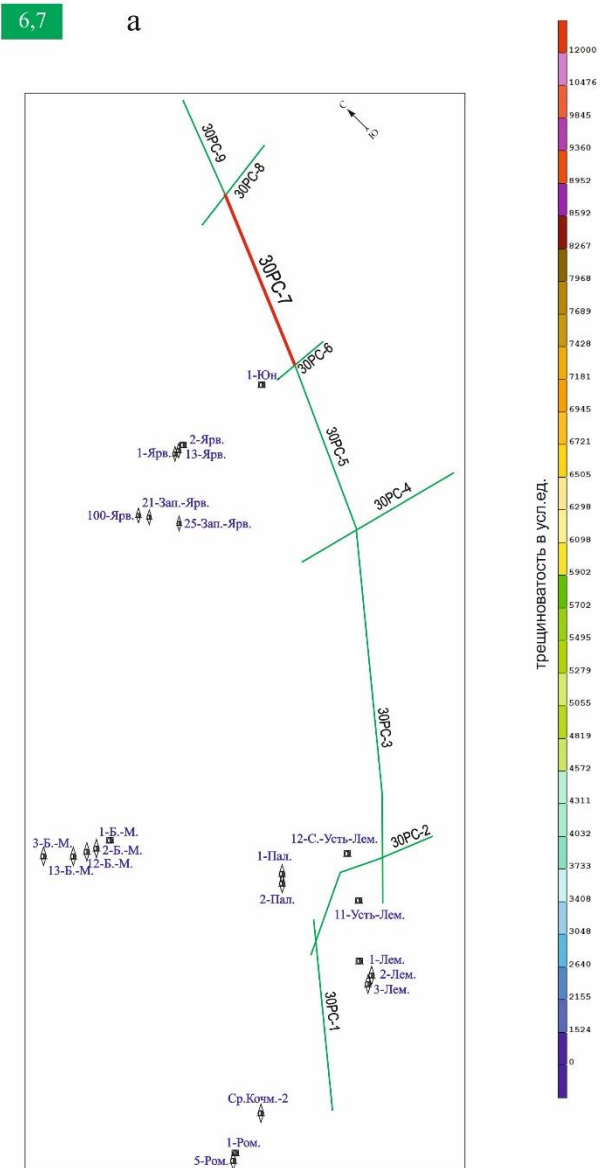


Рис. 6. Комбинированный временной разрез поля трещиноватости и отраженных волн по профилю 30РС-7
а - перспективные объекты. Остальные условные обозначения см. на рис. 4.

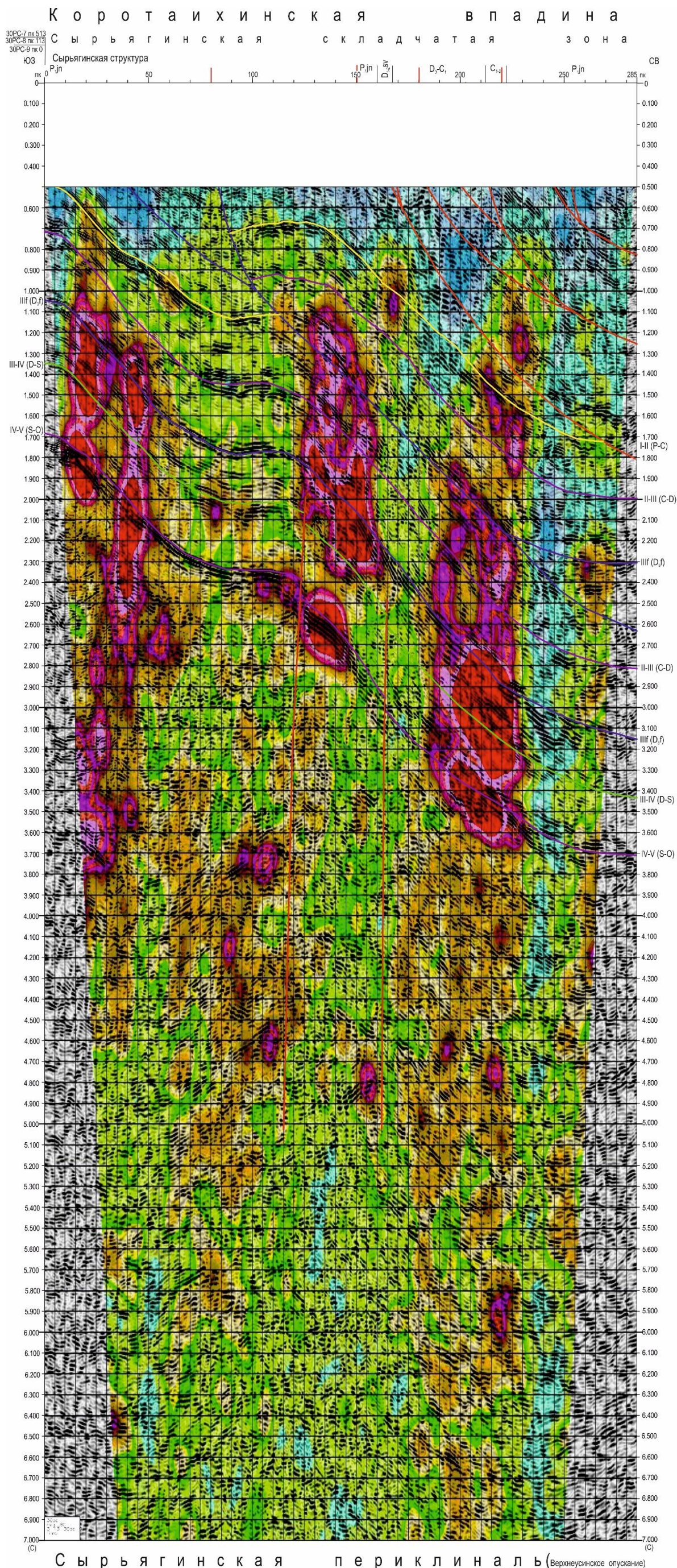
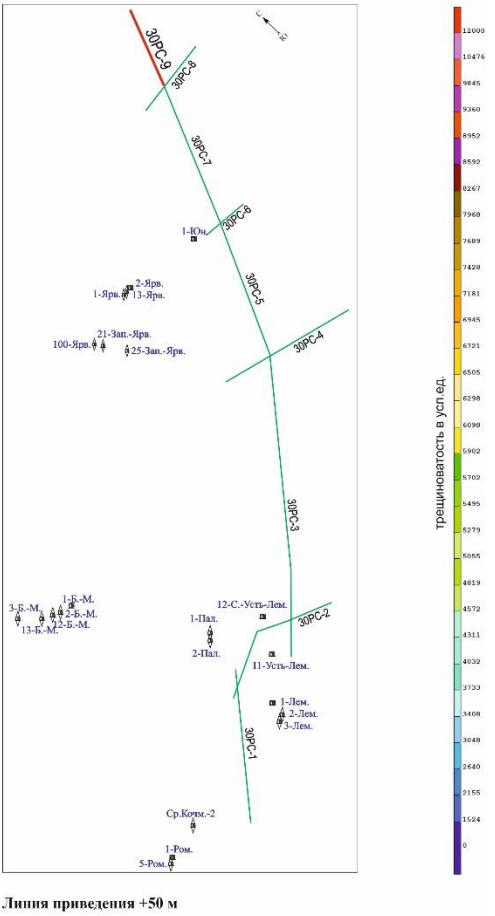


Рис. 7. Комбинированный временной разрез поля трещиноватости и отраженных волн по профилю 30РС-9
Условные обозначения см. на рис. 4.



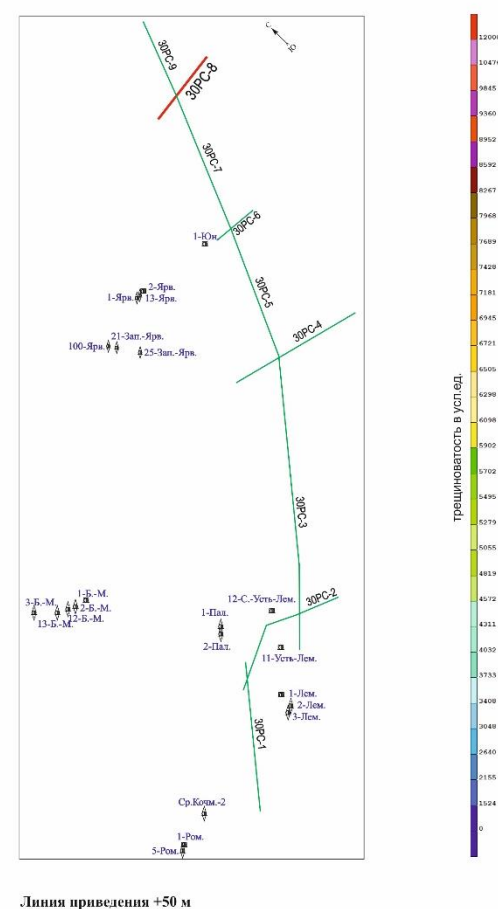
Тем не менее, на соответствующих комбинированных разрезах (см. рис. 7, 8) видно, что вертикальная зона повышенной трещиноватости на профиле 30РС-8 в области пересечения профилей прослеживается и на профиле 30РС-9. Это свидетельствует об объемном характере, выделяемой на профиле 30РС-8, Сырьягинской мегаантиклинали, что увеличивает перспективность выделенных на ней аномалий.

Профиль 30РС-8

Профиль 30РС-8 проходит в крест простирания Сырьягинской складчатой зоны через Сырьягинскую периклиналь и Сырьягинскую мегаантиклиналь. На рис. 8 приведен комбинированный временной разрез по профилю (сейсмический разрез с наложенным на него полем трещиноватости). Выделенная по сейсморазведке Сырьягинская периклиналь перед мегаантиклиналью выделяется также по СЛБО областью пониженной трещиноватости (желто-зеленые тона) (см. рис. 8). Небольшие вытянутые зоны сильной трещиноватости на этой периклинали соответствуют концевым частям отражающих границ – кровли силурийских отложений (III-IV (D-S)) и подошвы верхнедевонских отложений (III_f (D_{3f})), кровле верхнедевонских отложений (II-III (C-D)) и кровли карбонатных отложений. Такие «пятна» повышенной трещиноватости обычно наблюдаются в поле трещиноватости перед тектоническими нарушениями при наличии сейсмических границ.

Аналогичные вытянутые зоны трещиноватости, но уже в Сырьягинской мегаантиклинали наблюдаются по другую сторону тектонического нарушения на тех же границах. Эти вытянутые зоны повышенной трещиноватости в Сырьягинской мегаантиклинали переходят в СЗТ, которая широкой полосой уходит на большие глубины. Через зону пониженной трещиноватости (зеленые тона) эта СЗТ граничит с другой СЗТ, начинающейся так же ниже кровли ордовикских отложений и уходящей на большие глубины в виде узкой полосы.

С учетом сейсмофациального анализа в нижнедевонско-силурийской, а также в верхнедевонской части разреза во временном разрезе выделены аномалии сейсмической записи, позволяющие предположить существование карбонатных построек (см. рис. 8). При этом намечена также аномалия волнового поля под кровлей ордовикских отложений (ОГ IV-V (S-O)), не отнесенная к карбонатным постройкам. На комбинированном временном разрезе (см. рис. 8) видно, что предполагаемые карбонатные постройки в правой части Сырьягинской мегаантиклинали выше кровли ордовикских отложений (ОГ IV-V (S-O)), и выше кровли силурийских отложений (ОГ III-IV (D-S)) находятся в области средней трещиноватости (зеленые тона).



© Нефтегазовая геология. Теория и практика.– 2016.– Т.11. - №3.- http://www.ngtp.ru/rub/6/28_2016.pdf

В выделенных карбонатных постройках в левой части Сырьягинской мегаантиклинали, выше подошвы верхнедевонских отложений, распределение поля трещиноватости более сложное. Левая сторона построек находится в зоне сильной трещиноватости (красные тона), а правая сторона – в области пониженной трещиноватости (синие-зеленые тона). Наличие СЗТ (см. рис. 8), по мнению авторов, повышает перспективность выделенных объектов.

Следует отметить также, что на основании наличия СЗТ перспективными могут считаться участки повышенной трещиноватости, выделяемые только по РВ (при наличии структуры). Эти участки находятся в Сырьягинской структуре в силурийских отложениях выше кровли ордовикских (ОГ IV-V (S-O)) и в девонских отложениях Д₁₋₂ выше кровли силурийских отложений (ОГ III-IV (D-S)). В пользу такого выделения свидетельствует также и тот факт, что аналогичные объекты выделены по отраженным волнам в правой части мегаантиклинали в тех же пластах.

Аналогичная ситуация может иметь место и с выделенной аномалией волнового поля ниже кровли ордовикских отложений, не отнесенной к карбонатным постройкам. В этой аномалии также находятся участки сильной трещиноватости (при наличии структуры) и она может содержать УВ независимо от типа находящихся в ней пород.

Таким образом, все перспективные объекты, выделенные по отраженным волнам подтверждены данными по РВ. Наиболее перспективными являются объекты с участками сильной трещиноватости (трещинной емкости), находящиеся в Сырьягинской структуре. Кроме того, по РВ выделены новые перспективные объекты, также находящиеся в Сырьягинской структуре. Тем самым значительно увеличена возможная продуктивность Сырьягинской структуры. На всех выделенных объектах была проведена количественная оценка ресурсов УВ.

Структурные параметры перспективных объектов в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Для выделения перспективных объектов было проведено сопоставление положений отдельных горизонтов с распределением по профилю СЗТ.

При этом структурные параметры для рифогенных объектов оценивались по контуру карбонатных построек, выделенных на сейсмогеологических разрезах, а морфологические параметры антиклинальных перегибов считывались со структурных карт по соответствующим ОГ.

Структурные параметры для выделенных по технологии СЛБО перспективных объектов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции приведены в табл. 2, графическое отображение выделенных объектов приведено на рис. 9.

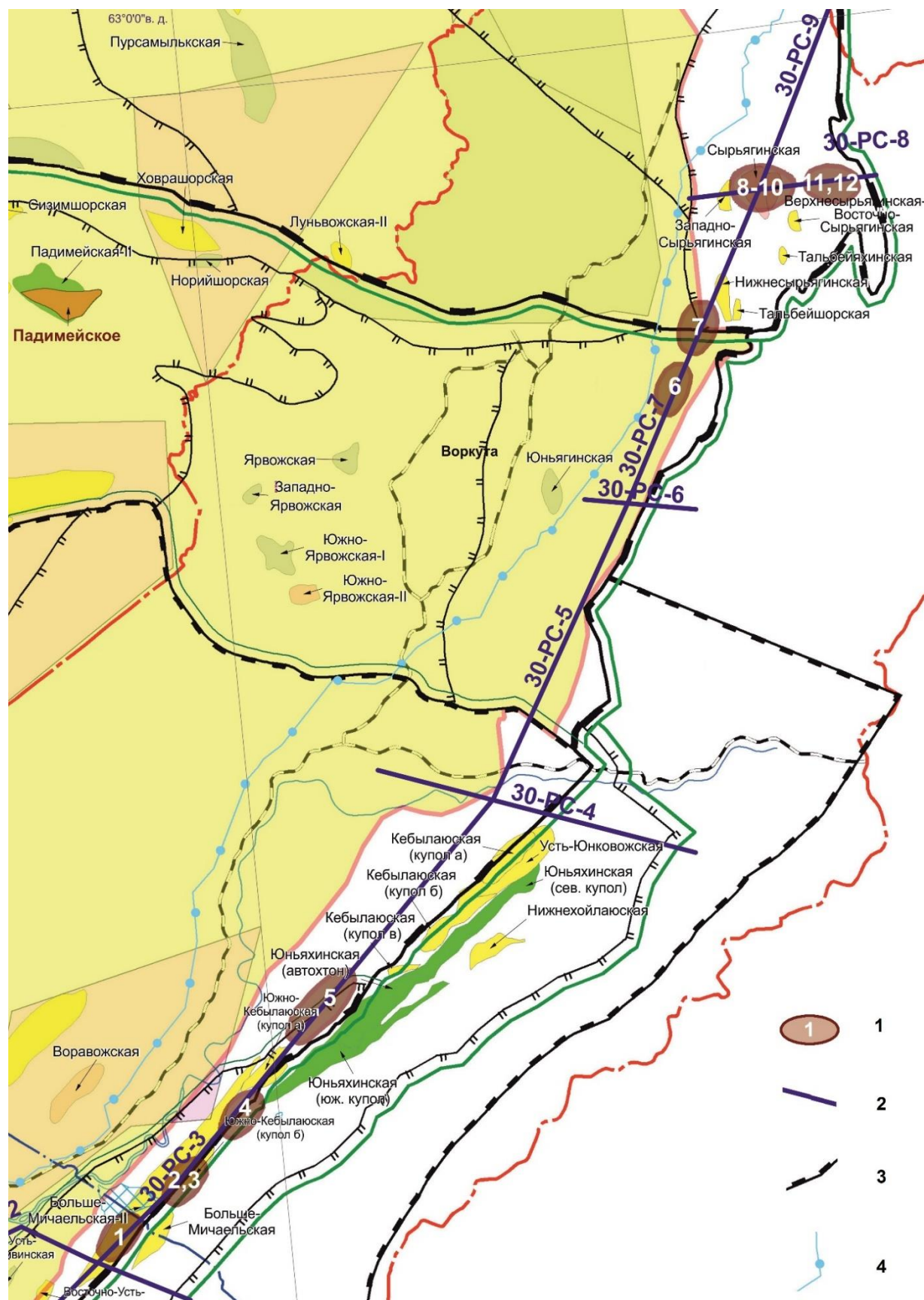


Рис. 9. Карта размещения перспективных объектов, выделенных по технологии сейсмической локализации бокового обзора в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

1 – локальные объекты, выделенные по данным СЛБО, 2 – сейсмические профили, 3 – железная дорога, 4 – трубопровод, Ярвожская – название площади, структуры, месторождения. Цветные линиями обозначены различные границы.

Таблица 2

**Структурные параметры отдельных карбонатных построек
в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции**

Номер профиля	Перспективный объект	Отражающий горизонт	Абсолютные отметки, м	Амплитуда, м	Размеры, км	Площадь, км ²
30РС-3	1	II-III (С-Д)	5500	380	3x1,5	4,5
	2 ср. пер.	II-III (С-Д)	6000	406	4x2	8
	3 ср. пер.	II-III (С-Д)	3500	406	4x2	8
	4	I – II (Р-С)	6500	444	3x1,5	4,5
	5	I – II (Р-С)	7800	469	10x5	50
30РС-7	6	III-IV (Д-С)	3500	503	4x2	8
	7	III-IV (Д-С)	5200	710	5x2	10
30РС-8	8	II-III (С-Д)	1750	330	2x1	2
	9	II-III (С-Д)	2200	250	2x1	2
	10	II-III (С-Д)	2500	250	2x1	2
	11	III f (Д ₃ f)	3900	250	3,5x1,7	5,35
	12	III-IV (Д-С)	4200	450	5x2	10

**Количественная оценка ресурсов углеводородов на перспективных объектах, выделенных
по технологии сейсмической локации бокового обзора**

Количественная оценка ресурсов УВ на перспективных объектах, выделенных при профильных наблюдениях МОГТ-2Д, проводилась с учетом того факта, что при небольшой ширине СЗТ протяженность нефтяного месторождения по профилю соизмерима с шириной СЗТ и подтверждать объемный характер СЗТ (и месторождения) нет необходимости, так как при небольшой ширине СЗТ оно не может проследиваться до больших глубин, не имея объемного характера. Поэтому при количественной оценке ресурсов УВ предполагалось, что протяженность нефтяного месторождения перпендикулярно профилю наблюдений была не меньше протяженности вдоль профиля МОГТ-2Д.

Подсчет ресурсов *нефти* объемным методом произведен по формуле:

$$Q_n = S \cdot h \cdot m \cdot b \cdot \Theta \cdot \gamma \cdot \beta,$$

где Q_n – извлекаемые ресурсы нефти; S – площадь нефтеносности, тыс. м²; h – средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина, м; m – коэффициент эффективной пористости, д. ед.; b – коэффициент нефтенасыщения, д. ед.; Θ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, д. ед.; γ – плотность нефти, г/см³; β – коэффициент извлечения нефти, д. ед.

Оценка геологических ресурсов *свободного газа* производится объемным методом по формуле:

$$Q_{\text{геол.}} = S \cdot N_{\text{эфф}} \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{гн}} \cdot R_{\text{пл}} \cdot 1/z \cdot f,$$

где Q – геологические ресурсы свободного газа, млн. м³; S – площадь газоносности, тыс. м²; $N_{\text{эфф}}$ – средняя (средневзвешенная) эффективная мощность коллектора, м; $K_{\text{п}}$ – коэффициент

открытой пористости, доли ед.; $K_{гн}$ – коэффициент газонасыщенности, доли ед.; $R_{пл}$ – пластовое давление, кгс/см²; z – коэффициент сжимаемости газа; α или $1/z$ – поправка на отклонение реального газа от идеального; f – поправка на температуру для приведения к стандартным условиям.

Для свободного газа коэффициент извлечения принимается равным 1, то есть $Q_{геол.} = Q_{извл.}$

Поправка на температуру определяется как: $f = T + t_{ст} / T + t_{пл}$, где T – 273°C, $t_{ст}$ – стандартная температура 20°C, $t_{пл}$ – пластовая температура.

Подсчетные параметры при оценке ресурсов принимаются, как правило, по аналогии с ближайшим месторождением, находящемся в сходных геологических условиях с оцениваемой ловушкой газа (или группой одновозрастных и однотипных месторождений). Некоторые подсчетные параметры, в частности коллекторские свойства (эффективная мощность, открытая пористость), могут быть приняты по аналогии с ближайшими скважинами.

Для определения средней (средневзвешенной) эффективной мощности коллектора имеет значение предполагаемый тип залежи на оцениваемой структуре – массивная или пластовая. Для массивной залежи эффективная мощность рассчитывается, как правило, по формуле:

$$H_{эфф} = 1/3 \cdot H \cdot K_{песч},$$

где H – амплитуда ловушки (м); $K_{песч}$ – так называемый коэффициент «песчаности» или доля коллекторов в разрезе.

Коэффициент песчаности принимается по аналогии с разрезами ближайших скважин, иногда принимается (в частности для рифогенных отложений) исходя из среднестатистических данных для провинции. Для пластовой залежи значение средней (средневзвешенной) мощности обычно принимается непосредственно по залежи-аналогу.

Для высокоамплитудных ловушек использован такой показатель, как коэффициент заполнения ловушки (как правило, используются среднестатистические данные).

В целом, ресурсы УВ-сырья по перспективным трещинным объектам, выделенным по технологии СЛБО в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (без объекта 5 на профиле 30РС-3, расположенного на больших глубинах) оцениваются предположительно по категории $D_{1л}$ в количестве 77,4/56,0 млн. т у. т. (геологические/извлекаемые), в том числе нефти 40,7/19,1 млн. т и газа 36,9 млрд. м³.

По результатам оценки наиболее привлекательными из объектов, выделенных по технологии СЛБО в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, по результатам оценки выглядят объекты 6 и 7 в Воркутском нефтегазоносном районе на профиле 30РС-7 с извлекаемыми ресурсами УВ каждого более 10 млн. т у. т., в том числе более 5 млн. т нефти, а также объект 12 в Коротаихинском нефтегазоносном районе с суммарными ресурсами по

нефти и газу около 9 млн. т у. т.

К объектам с извлекаемыми ресурсами УВ-сырья более 1 млн. т у. т. относятся также объекты 1-4 (газовые) в Интинско-Лемвинском нефтегазоносном районе и объект 11 в Воркутском нефтегазоносном районе.

Таким образом, проведенные исследования позволили выделить в карбонатных комплексах осадочного чехла рассматриваемой территории локальные объекты для поиска залежей УВ, дать прогноз развития СЗТ (с преобладанием открытых трещин), оценить ресурсный потенциал выделенных объектов и ранжировать их по перспективности.

Литература

Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – разрез сырьевой базы углеводородов России / О.М. Прищепа, О.Ю. Аверьянова, А.А. Ильинский, Д. Морариу. - Под ред. О.М. Прищепы. - СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014. - 323 с. - Труды ВНИГРИ.

Патент РФ №2008697 «Способ сейсмической разведки горных пород», 1991 г., авторы: Дьяконов Б.П., Кузнецов О.Л., Раевский Ю.Г., Файзуллин И.С., Чиркин И.А. и Шленкин С.И.

Патент РФ №2251717 «Способ сейсмической разведки горных пород», 2004 г., авторы: Файзуллин И.С., Куценко Н.В.

Файзуллин И.С., Куценко Н.В. О возможности применения рассеянных волн для изучения трещиноватости геосреды по данным численного моделирования // Геофизика. – 2008. - №6. - С. 18-20.

Шленкин С.И., Бусыгин И.П. Построение сейсмического изображения на основе фокусирующих преобразований исходных сейсмозаписей // Международный геофизический симпозиум: резюме и доклады технической программы. – Киев, 1991. – Т. 3 - С.53-58.

Otmas A.A. (Senior)

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

Faizullin I.S., Seregin A.V.

GEOACOUSTIC Ltd, Moscow, Russia, lab5@geosys.ru, slbo-slong@mail.ru

Kuranov A.V.

Timan-Pechora Research Center, Ukhta, Russia, av.kuranov@tpnic.ru

STUDY OF FRACTURING IN CARBONATE RESERVOIRS OF TIMAN-PECHORA PETROLEUM PROVINCE USING SIDE-VIEW SEISMIC LOCATION

An overview of side-view seismic location technology carried out to study fracturing of the geological environment is presented. The results of special reprocessing of seismic data using this technology based on regional seismic profile within the studied region (Komi Republic territory) are given. This research allowed us to identify areas with different fracturing intensity in the sedimentary cover, mark local objects and assess their prospects in terms of distribution and extent of fracturing. The potential oil and gas resources were estimated in these objects; and the most attractive of them were selected for further study.

Keywords: *side-view seismic location, seismic section, fracturing, local structure, oil and gas reserves, the Timan-Pechora oil and gas province.*

References

Fayzullin I.S., Kutsenko N.V. *O vozmozhnosti primeneniya rasseyannykh voln dlya izucheniya treshchinovatostigeosredy po dannym chislennogo modelirovaniya* [On the possibility of the use of scattered waves to study treshchinovatostigeosredy by numerical simulation data]. *Geofizika*, 2008, no. 6, p. 18-20.

Neft' i gaz nizkopronitsaemykh slantsevykh tolshch – razrezov syr'evoy bazy uglevodorodov Rossii [Oil and gas in low-permeability shale strata - Russia cuts of raw hydrocarbon base]. O.M. Prishchepa, O.Yu. Aver'yanova, A.A. Il'inskiy, D. Morariu. Editor. O.M. Prishchepa. St. Petersburg: VNIGRI, 2014, 323. Trudy VNIGRI.

Patent RF №2008697 "Method of seismic exploration of rock", 1991, authors: D'yakonov B.P., Kuznetsov O.L., Raevskiy Yu.G., Fayzullin I.S., Chirkin I.A. and Shlenkin S.I.

Patent RF №2251717 "The method of seismic exploration of rock", 2004, authors: Fayzullin I.S., Kutsenko N.V.

Shlenkin S.I., Busygin I.P. *Postroenie seysmicheskogo izobrazheniya na osnove fokusiruyushchikh preobrazovaniy iskhodnykh seysmozapisey* [Bulgakov Seismic imaging by focusing initial transformation seysmozapisey]. *Mezhdunarodnyy geofizicheskiy simpozium: rezюме i doklady tekhnicheskoy programmy*. Kiev, 1991, vol. 3, p. 53-58.

© Отмас А.А. (старший), Файзуллин И.С., Серегин А.В., Куранов А.В., 2016