

УДК 553.982.23.053(470.11)

Мотрук В.Д.

## ЛОКАЛЬНЫЕ СТРУКТУРЫ МЕДЫНСКО-САРЕМБОЙСКОЙ АНТИКЛИНАЛЬНОЙ ЗОНЫ. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, МЕТОДЫ ПОДГОТОВКИ К БУРЕНИЮ, НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

*В статье приводится характеристика локальных структур Медынско-Сарембойской антиклинальной зоны по результатам сейсморазведки различных лет, глубокого бурения и комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов, дана оценка их нефтегазоносности.*

*Изложена также методика обработки интерпретации сейсморазведки 3D с применением программы объёмного моделирования. Новые структурные построения по данным сейсморазведки 3D, переобработки и переинтерпретации геолого-геофизических материалов лицензионного блока «Варандей-Адзвинская зона» позволили создать новую геологическую модель строения этого участка, выделить перспективные ловушки, а также исключить из фонда структур «ложные» объекты.*

**Ключевые слова:** *девон, локальные структуры, опорные горизонты, запасы и ресурсы нефти и газа, скоростная характеристика.*

Анализируемые структуры расположены в пределах Варандей-Адзвинской структурной зоны (рис. 1). Наиболее сложнопостроенной является Медынско-Сарембойская антиклинальная зона. Размеры Медынско-Сарембойской антиклинальной зоны 175x10-35 км по всему осадочному чехлу. Ориентировка зоны северо-западная. В центральной части она разбита нарушениями взбросово-сдвигового характера, в основном, северо-западной ориентировки, прослеживающимися снизу вверх до размытой поверхности каменноугольных отложений. С глубиной амплитуда их возрастает, в частности, в отложениях силура амплитуды в среднем достигают 800 м.

Тектоническое строение Медынско-Сарембойской антиклинальной зоны усложняется в восточном направлении, по мере приближения к зоне Вашуткина-Талотинского надвига, по которому силурийско-нижнедевонские отложения, слагающие гряду Чернова (аллохтон) и имеющие моноклиналиное залегание, надвинуты на породы каменноугольно-девонского возраста Медынско-Сарембойской зоны – автохтон. Вашуткина-Талотинский надвиг имеет глубинное заложение, четко проявляется в магнитном поле и трассируется на северо-запад в акваторию Печорского моря [Рапопорт и др., 2002; Мотрук и др., 2004; Нерусов и др., 2004]. В осадочном чехле он представляет серию надвигов и взбросо-надвигов. Горизонтальная амплитуда перемещения по фронтальной плоскости Вашуткина-Талотинского надвига

достигает 18 км, вертикальная – более 3000 м. Плоскость надвига наклонена на северо-восток под углом около 40°.



### Условные обозначения:

- |                                 |   |
|---------------------------------|---|
|                                 | нефтяные месторождения                      |
|                                 | выявленные локальные структуры              |
|                                 | подготовленные локальные структуры          |
|                                 | локальные структуры опосредованные бурением |
| Границы тектонических структур: |   |
|                                 | региональных                                |
|                                 | надпорядковых                               |
|                                 | первого порядка                             |
|                                 | второго порядка                             |

## Тектоническое районирование:

II – Печорская плита

V – Печорская синеклиза

V<sub>8</sub> – Хорейверская впадина

V<sub>8</sub><sup>1</sup> – Сандивейское поднятие

V<sub>8</sub><sup>3</sup> – Садаггинская ступень

V<sub>9</sub> – Варандей-Адзвинская структурная зона

V<sub>9</sub><sup>1</sup> – Вал Сорокина

V<sub>9</sub><sup>2</sup> – Мореюская депрессия

V<sub>9</sub><sup>3</sup> – Вал Гамбурцева

V<sub>9</sub><sup>4</sup> – Медынско-Сарембойская антиклинальная зона

V<sub>9</sub><sup>5</sup> – Верхнеадзвинская депрессия

V<sub>9</sub><sup>6</sup> – Талотинский вал

Г – Предуральский краевой прогиб

Г<sub>1</sub> – Коротаихинская впадина

Г<sub>1</sub><sup>1</sup> – Вашуткинская ступень

Г<sub>1</sub><sup>2</sup> – Лабогейский вал

Г<sub>1</sub><sup>3</sup> – Лымбиноуская депрессия

Г<sub>1</sub><sup>4</sup> – Верхневоркутский вал

Г<sub>2</sub> – Воркутское поперечное поднятие

Г<sub>2</sub><sup>1</sup> – Поднятие Чернова

Г<sub>2</sub><sup>2</sup> – Падимейская ступень

Г<sub>2</sub><sup>3</sup> – Нядейтинский вал

**Рис.1. Выкопировка из тектонической схемы северной части Тимано-Печорской провинции (по [Прищепа, 2005])**

В пределах Медынско-Сарембойской антиклинальной зоны с 1976 по 2001 гг. были выявлены, подготовлены и опробованы бурением объекты, представленные в табл. 1. Характеристика основных структур этой зоны, включая выделенные нефтяные месторождения, дана ниже.

### **Усть-Талотинское месторождение**

На Усть-Талотинской площади в 1986 г. поисковой скважиной 1 открыто месторождение нефти (залежь «D<sub>1p</sub>» установлена в отложениях пражского яруса нижнего девона).

В тектоническом отношении месторождение находится в северо-восточной части Варандей-Адзвинской структурной зоны, в восточной части Медынско-Сарембойской антиклинальной зоны, перекрытой Вашуткинско-Талотинским надвигом.

### *Геолого-физическая изученность*

Усть-Талотинская структура выявлена в 1976 г. сейсморазведочными работами МОВ в виде антиклинального перегиба.

Таблица 1

## Фонд структур лицензионного блока "Варандей-Адзьвинская зона"

Наименование структуры	Год выявления (подготовки)	Метод выявления (подготовки)	Перспективная площадь (км <sup>2</sup> )	Амплитуда (м)	Горизонт выявления подготовки	Замыкающая изогиप्са (м)	Информативная плотность наблюд. (км/км <sup>2</sup> )	Случайная ошибка карты (м)	Вероятность существования	Оценка качества	Организация
<b>Структуры, выявленные сейсморазведкой</b>											
Хайпудырская	1988	МОГТ	4,3	350	Ш <sub>3-1</sub> (D <sub>1</sub> )	-2800					ПГФ
<b>Структуры, подготовленные к бурению</b>											
Енганехойская	1990	МОГТ	12,0	125	Ш <sub>3-1</sub> (D <sub>3f2</sub> )	-2750	3,9	70	1,0	отл.	ПГФ
<b>Структуры, находящиеся в бурении</b>											
Талотинская	1979	МОГТ	48,7	200	Ш(D <sub>3</sub> )	-2900					ПГФ
Тамяхинская	1983	МОГТ	18,0	110	Ш(D <sub>1</sub> )	-4275					ПГФ
Северо-Енганехойская	1990	МОГТ	29,0	50	Ш(D <sub>1</sub> )	-4120					ПГФ
Северо-Енганехойская-II	1990	МОГТ	18,0	45	Ш(D <sub>1</sub> )	-4120					ПГФ

ПГФ – ГПИ Печорагеофизика

Структура была передана в бурение в 1979 г. по горизонту V (D<sub>3</sub><sup>1</sup> – в подошве нижнефранского подъяруса) площадью 12 км<sup>2</sup>. Предполагалось, что расположена структура в автохтоне (под карбонатным «козырьком»). В 1983 г. была пробурена поисковая скважина 131 глубиной 1506 м с забоем в отложениях нижнего карбона с отрицательными результатами. В 1986-1987 г.г. была пробурена скважина 1 глубиной 3463 м. В эксплуатационной колонне получен приток нефти дебитом 5,25 м<sup>3</sup>/сут. при среднединамическом уровне 1060 м. В 1987 г. – скважина 2 на северном куполе структуры глубиной 3764 м (D<sub>1</sub>) не вскрыла продуктивные отложения. Наличие северного купола не подтвердилось. В 1987 г. были выполнены сейсморазведочные работы МОГТ масштаба 1:50000 (по материалам Лобановой, 1988 г.), по результатам которых уточнено геологическое строение района и переподготовлена Усть-Талотинская структура по отложениям нижнего девона. Всего по выявлению и подготовке структуры было отработано 22 пог. км МОВ (простое непрерывное профилирование) и 229,3 пог. км. 24-х кратного МОГТ.

В 2003 г. сейсмпартия “ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед” провела полевые сейсморазведочные исследования МОВ-ОГТ по методике 3D на площади 90,6 км<sup>2</sup>. Была выполнена интерпретация данных сейсморазведки 3D, ГИС, ВСП (по материалам Доновского, 2003). В результате проведенных работ изучено структурно-тектоническое строение осадочного чехла Усть-Талотинской площади в стратиграфическом интервале от ордовикских до нижнекаменноугольных отложений. Строение Усть-Талотинской структуры по перспективным отложениям нижнего девона и силура не подтвердилось.

Принимая во внимание сложное строение исследуемой области для получения более точного положения отражающих границ, и учета влияния надвигов при проведении обработки сейсмических материалов 3D, использовалась процедура глубинной миграции по исходным данным. В качестве основного математического инструмента для решения задачи использовался программный комплекс GeoDepth Power компании Paradigm Geophysical, в котором реализован алгоритм глубинной миграции до суммирования. Выполнение процедуры глубинной миграции предполагает наличие в качестве исходной информации сейсмограмм и априорной глубинно-скоростной модели среды во всем рабочем объеме.

#### *Нефтегазоносность.*

В пределах структуры установлена продуктивность нижнедевонских (пражских) отложений, в которых выявлена одна залежь нефти только в скважине 1.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, размерами 9,5 км x 2,7 км, высотой 97 м. Водонефтяной контакт принят по последней замкнутой изогипсе –3500 м.

#### *Литолого-физическая характеристика продуктивных пластов.*

Выделенный продуктивный пласт общей толщиной 15,2 м в скважине 1 керном не охарактеризован, предположительно он представлен песчаниками. Эффективные толщины, выделенные по ГИС, составили 13,2 м. Коэффициент пористости 10,6% определен по НГК методом двух опорных пластов. Коэффициент нефтенасыщенности 75,2% определен по среднеквадратичной зависимости  $K_{нг} = 1 - [\rho_v / (K_{п}^{2,12} * \rho_{п})]^{0,5}$  при  $\rho_v = 0,025$  Омм,  $\rho_{п}$  принято по ИК.

#### *Гидродинамическая характеристика и режим залежей.*

В скв.1 в эксплуатационной колонне испытан один объект в нижнем девоне. При испытании интервала 3429-3452 м (-3400,3 - 3423,3 м) получен приток нефти из терригенных отложений пражского яруса нижнего девона дебитом 5,25 м<sup>3</sup>/сут. при Нср.д.=1060 м. Коэффициент продуктивности составил 0,0194 м<sup>3</sup>/сут./кгс/см<sup>2</sup>, гидропроводность пласта 1,48 Д\*см/сП, проницаемость пласта 16,3 мД.

Гидродинамические параметры залежи исследованы при испытании одного объекта в первой скважине и приведены в табл. 2.

Таблица 2

**Средние значения гидродинамических параметров продуктивных пластов  
Усть-Талотинского месторождения**

Пласт	Гидродинамические параметры			
	Продуктивность, м <sup>3</sup> /сут/МПа	Уд. продуктивность, м <sup>3</sup> /сут/МПа*м	Гидропроводность, Д*см/сП	Проницаемость, мД
<b>D1p</b>	0,194	0,0147	1,48	16,3

На данном этапе изученности режим залежи не установлен.

*Физико-химическая характеристика нефти и газа.*

Свойства нефти изучены по одной пробе, отобранной на устье (табл. 3). Нефть средняя – плотностью 0,8682 г/см<sup>3</sup>, сернистая – 0,78%, высокопарафинистая – 7,95%, смолистая – 7,83%. Исследования растворенного газа не проводились.

Таблица 3

**Физико-химические свойства нефти Усть-Талотинского месторождения**

Пласт	Пластовая температура, °С	Объемный коэффициент пластовой нефти	Газосодержание, м <sup>3</sup> /г	Плотность нефти в стандартных условиях, г/см <sup>3</sup>	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа/с	Температура застывания, °С	Содержание (в %)		
							Серы	Парафина	Смол и асфальтенов
D1p	н/о	н/о	н/о	868,2	н/о	17	0,78	7,95	12,34

*Запасы нефти и газа. Динамика запасов.*

Запасы залежи утверждены ЦКЗ в 1988 г. в объеме, позволяющем отнести месторождение к категории мелких (менее 1 млн. т. по категории С<sub>1</sub>).

В 2002 – 2003 г.г. на площади были проведены сейсморазведочные работы 3D в объеме 90,6 кв. км с целью подготовки структуры по перспективным горизонтам нижнего девона и силура. По результатам выполненных работ по перспективным отложениям нижнего девона и силура установлено отсутствие структуры, а по продуктивным отложениям пражского горизонта размеры структуры уменьшились.

Оперативно подсчитанные запасы при геологическом строении залежи, принятом на основании сейсморазведочных работ 3D уменьшились на порядок как по категории  $C_1$ , так и  $C_2$ .

При пересчете запасов коэффициент извлечения принят по аналогии с утвержденным ГКЗ залежью  $D_{1p}$  Тобойского месторождения ( $K_{извл} = 0,185$ ).

Данная залежь является аналогом разрабатываемой залежи нефти  $D_{1p}$  на Тобойском месторождении, на котором песчаники характеризуются высокой степенью неоднородности выраженной в уменьшении эффективных толщин и пористости вплоть до полного замещения пласта-коллектора алевrolитами.

### **Талотинская площадь**

Талотинская структура расположена в пределах Талотинского вала, выявлена по результатам сейсморазведочных работ МОВ в 1976 г., подготовлена к глубокому бурению сейсморазведочными работами МОГТ в 1979 г. Всего по выявлению и подготовке структуры было отработано 41,7 пог. км МОВ и 273,1 пог. км. 6-ти кратного МОГТ, плотность сети 1,01 пог. км/км<sup>2</sup>. Сейсмический материал по данным этих работ хорошего и удовлетворительного качества.

По отражающему горизонту III ( $D_3$ ) площадь структуры составляла 48,7 км<sup>2</sup>, амплитуда – 200 м, замыкающая изогипса – минус 2900 м. Структура введена в глубокое бурение в 1982 г., на площади пробурена поисковая скв. 1-Талотинская глубиной 4314 м с забоем в отложениях лохковского яруса. Скважиной вскрыт надвиг силурийских пород Коротайхинской впадины на глубине 995 м. При испытании в эксплуатационной колонне овинпармских карбонатных отложений в поднадвиговой части (автохтон) в интервале 4222-4241 + 4269-4291 м был получен приток воды дебитом 7.86 м<sup>3</sup>/сут. с пленкой нефти по подъему уровня. При испытании тиманско-саргаевских терригенных пород в интервале 3954-3958 + 3972-3977 м получили приток пластовой воды с пленкой нефти (2% нефти). Дебит жидкости составил 14,5 м<sup>3</sup>/сут.

В 1986 г. после переподготовки Талотинской структуры (по материалам Лобановой П.В.) была выделена Талотинская-II структура. Скв. 1 по отражающим горизонтам III<sub>11</sub>( $D_1$ ) и III<sub>3</sub>( $D_{3f}$ ) оказалась в отдельном опущенном блоке. Дополнительно в пределах структуры на момент переподготовки было отработано в 1984 г. – 185,9 пог. км 12-ти кратного МОГТ, достигнутая плотность сети профилей 1,9 пог. км/км<sup>2</sup>. По данным материалам волновое поле слабо разрешенное, высокочастотная запись динамически слабо выражена, структура

относится к автохтонной части разреза, вследствие чего регистрируется наибольшее количество волн-помех с о скоростью 2200 - 3400 м/с.

### **Тамяхинская площадь**

Тамяхинская структура расположена в пределах Талотинского вала, выявлена по результатам сейсморазведочных работ МОВ и МОГТ в 1976 г., подготовлена к глубокому бурению сейсморазведочными работами МОГТ в 1979 г. Всего по выявлению и подготовке структуры было отработано 23,5 пог. км МОВ и 252,9 пог. км. 12-ти кратного МОГТ, плотность сети 1,44 пог. км/км<sup>2</sup>. Сейсмический материал в основном хорошего качества с участками его ухудшения в присводовой части структуры.

Тамяхинская структура была переподготовлена в 1983 г. к бурению. Дополнительно в пределах структуры было отработано в 1983 г. – 346,6 пог. км 12-ти кратного МОГТ, достигнутая плотность сети профилей 3,2 пог. км/км<sup>2</sup>. По отражающему горизонту III (D<sub>1</sub>) площадь структуры составляла 18,0 км<sup>2</sup>, амплитуда – 110 м, замыкающая изогипса – 4275 м. Структура введена в глубокое бурение в 1983 году, на площади пробурена поисковая скважина 31-Тамяхинская глубиной 3811 м, вскрывшая отложения лохковского яруса нижнего девона (овинпармский горизонт). При опробовании ИП в процессе бурения отложений нижнего девона (лохковский ярус) получены притоки мин. воды из интервала 3658 - 3698 м с нефтью (дебит по пересчету 35 м<sup>3</sup>/сут., нефти 1-1,5%), из интервала 3640 - 3704 м (ангидрито-доломитовая толща) было получено 0,18 м<sup>3</sup> фильтрата и мин. воды с пленкой нефти.

*По Талотинской и Тамяхинской площадям* в 2001-2002 гг. проведена переобработка сейсмических материалов 2D в объёме 515,5 пог. км и комплексная интерпретация материалов сейсморазведочных и промыслово-геофизических работ (по материалам «ПетроАльянс, Попова Л.А.»). Ранее выполненные структурные построения по Талотинской и Тамяхинской площадям не подтвердились. В этот же период проведена комплексная интерпретация материалов сейсморазведочных и промыслово-геофизических работ на Западно-Лекейягинском и Северо-Сарембойском месторождениях.

Тамяхинская структура по верхне- и нижнедевонским отложениям трансформировалась в небольшую малоамплитудную приразломную ловушку, отделенную от восточного крыла Северо-Енганехойской структуры тектоническим нарушением. Талотинская структура распалась на небольшие по размерам купола амплитудой до 50 м. Объекты находятся в консервации.



### **Енганехойская площадь**

В 1979 г. по результатам поисковых и детальных сейсморазведочных работ околнурена Енганехойская, Ледингская, Усть-Талотинская структуры по отражающим горизонтам в палеозойских отложениях. В 1983 г. по результатам детальных сейсморазведочных работ МОГТ подготовлены к бурению Лекейягинско-Енганехойская, Западно-Лекейягинская и Тамяхинская структуры по горизонтам в палеозойских отложениях, выявлена и подготовлена к бурению Северо-Енганехойская ловушки. В 1990 г. по результатам поисковых и детальных сейсморазведочных работ МОГТ были подготовлены к бурению Северо-Енганехойская и Енганехойская структуры по отложениям девона, уточнен характер сочленения Енганехойской площади с прилегающими Западно-Лекейягинской и Северо-Сарембойской. Плотность наблюдений на Енганехойской структуре ставила 3,9 км/км<sup>2</sup>. Всего по выявлению и подготовке структуры было отработано 478,8 пог. км профилей МОГТ 6-ти и 12-ти кратного прослеживания. Волновое поле в целом разрешенное, отражения динамически выразительные.

В 2003 и 2004 гг. СК «ПетроАльянс» проведены детализационные сейсмические исследования 3D на Северо-Сарембойском месторождении и Талотинской структуре. Объем исследований составил 253 км<sup>2</sup> (в том числе на Талотинской структуре 66,5 км<sup>2</sup>). В эти же годы проведены сейсморазведочные работы 3D на Западно-Лекейягинском месторождении общим объемом 381 км<sup>2</sup>, в том числе в пределах Северо-Енганехойской и Тамяхинской площадей. Изучено строение площади по опорным сейсмическим горизонтам в интервале от ордовика до юры. Современные сейсмические исследования выявили сложное геологическое строение лицензионного блока. Восточная часть территории осложнена системой взбросо-надвигов. Наличие надвинутого «kozyрька» из высокоскоростных карбонатных пород при проведении сейсмических работ в прежние годы привело к тому, что из-за недоучета скоростной модели разреза ошибочно была закартирована линейно вытянутая положительная структура – Талотинский вал – в автохтоне взбросо-надвига. После проведения работ современными методами с учетом изменения скоростей по площади было установлено отсутствие данной структуры. Этот участок лицензионной территории представляет собой крыло Сарембой-Лекейягинского вала. Соответственно, Талотинская и Тамяхинская структуры, картировавшиеся ранее в автохтоне, по результатам новых работ не подтвердились. Ресурсы нефти категории С<sub>3</sub> этих структур, соответственно, 42 млн. т и 3 млн. т списаны.

По результатам этих работ не подтвердилась также Енганехойская структура, ресурсы нефти категории  $C_3$  в количестве 2,9 млн. т списаны.

### **Методика интерпретации геолого-геофизических данных в сложнопостроенных надвиговых зонах**

Методика обработки и интерпретации сейсмических материалов 3D, также как и на Усть-Талотинском объекте, были ориентированы на детальное изучение скоростной модели среды, с целью устранения влияния надвигов.

В условиях сложной тектоники надвигового характера за счет наличия контрастных преломляющих границ, резкого латерального изменения скоростей распространения сейсмических волн эффективность традиционного графа обработки заметно снижается. На рассматриваемой территории наиболее сильные скачки скоростей наблюдаются на границах аллохтонных пластин при переходе от песчано-глинистых отложений к карбонатным. При этом сами значения скоростей могут меняться в три раза. Поскольку эти границы имеют довольно большой наклон (порядка 20 градусов), то на них будет происходить сильное преломление сейсмических лучей. Неточное знание скоростной модели приводит к ошибкам в определении глубинного положения объектов.

Для того чтобы оценить эффекты влияния скоростных неоднородностей, было проведено лучевое моделирование. Для этого была построена двумерная блоковая модель передовой части предбюрской системы надвигов (рис. 2). Данная схематическая модель отвечает по своему строению северной части исследуемой территории, где в аллохтонной части наблюдается триасовый терригенный карман.

Существенную роль для скоростной модели играют две основные структурообразующие поверхности надвигов, отделяющие триасовые терригенные отложения от карбонатных пород  $C_{1-2}$ . Лучевое моделирование проводилось с учетом преломления. Для начала были рассчитаны синтетические трассы при условии совпадения положения источников и приемников (что в первом приближении соответствует суммированному кубу). Результат показан на рис. 3.

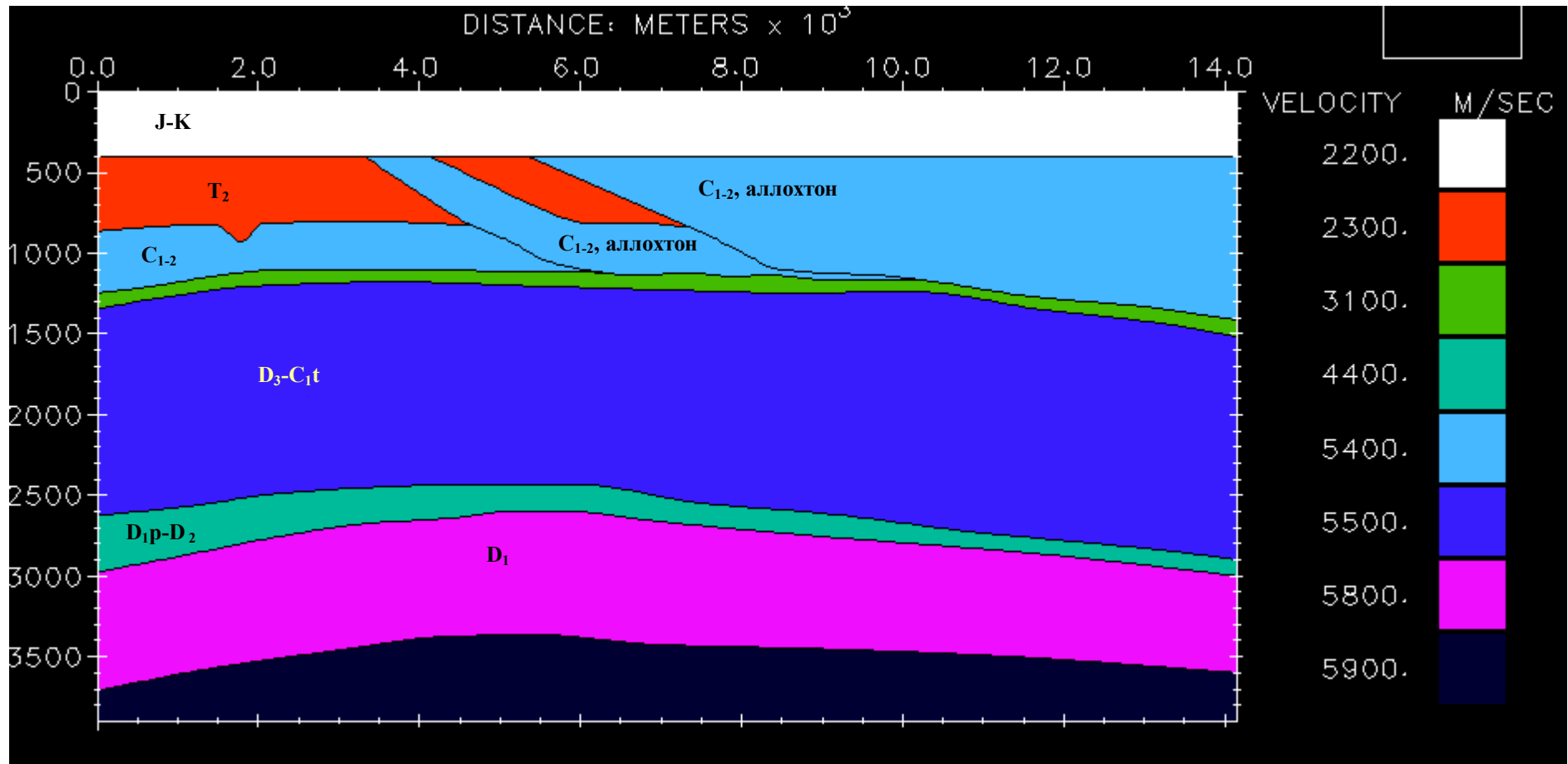
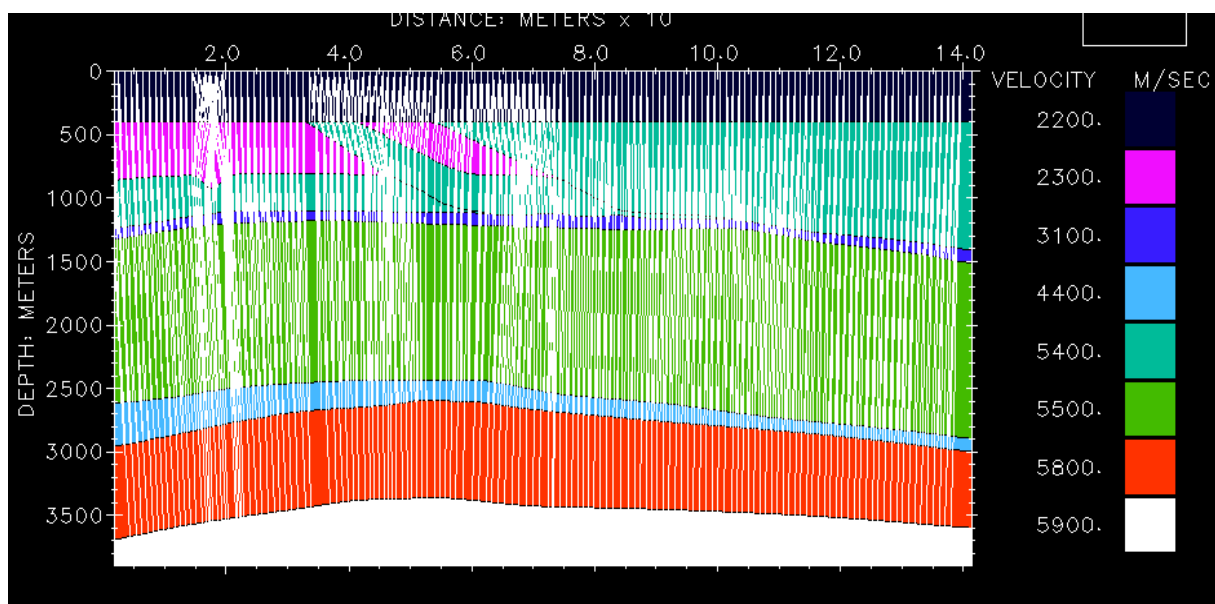
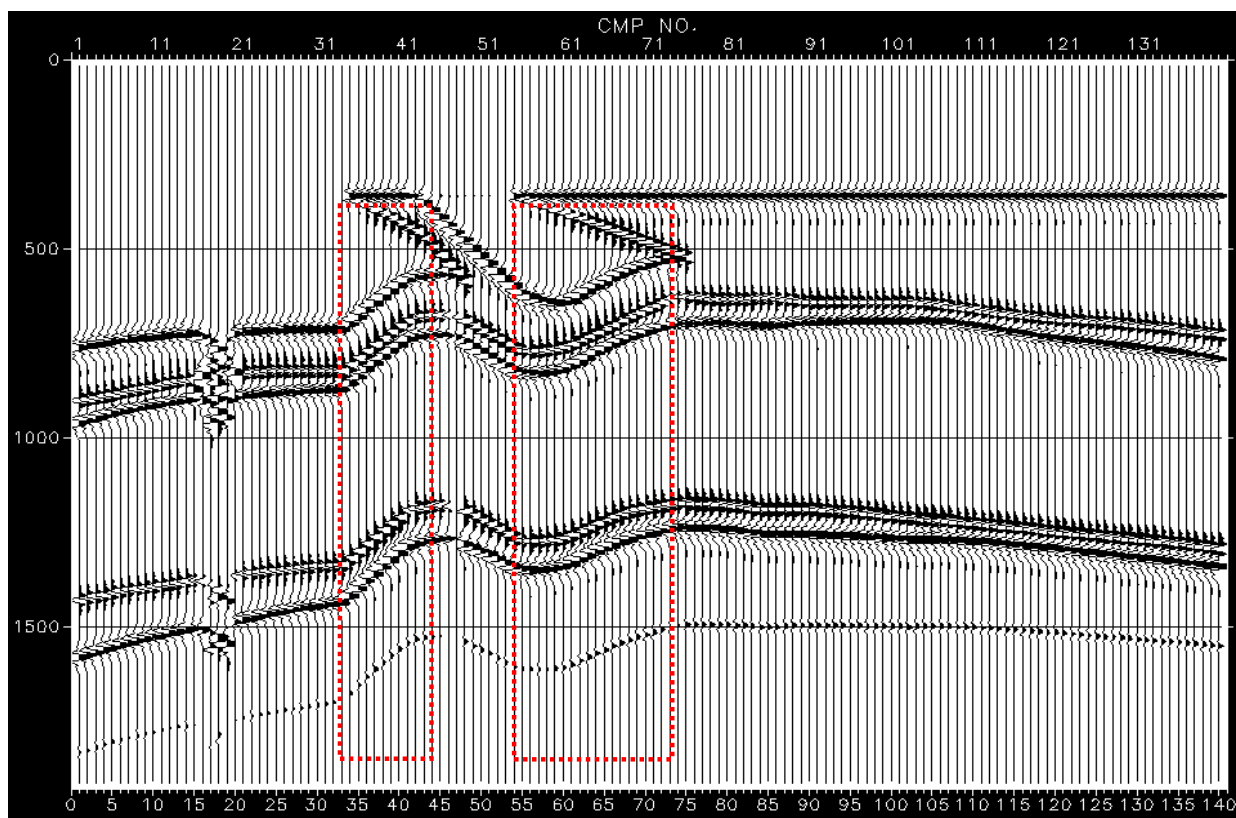


Рис. 2. Глубинная скоростная модель для лучевого моделирования

Отношение вертикального к горизонтальному масштабам - 2:1.



*а) ход лучей (глубинный масштаб)*



*б) синтетические трассы (временной масштаб)*

**Рис. 3. Результат сейсмического моделирования лучевым методом (случай совпадения положения источника и приемника)**

*Красным пунктиром выделены зоны влияния высокоскоростных козырьков.*

Видно, что в поднадвиговых зонах возникают ложные структуры. Наличие же триасовых терригенных отложений в аллохтонной части приводит к «проседанию» отражающих горизонтов на временных разрезах.

Поскольку реальные сейсмические данные получаются при помощи расстановки с рассредоточенным по площади положением источников и приемников, то влияние скоростных аномалий распространяется не только по вертикали, но и по латерали.

Оценка степени неопределенности в приближении к реальным данным проводилась также на основе результатов сейсмического моделирования. Подобная работа была выполнена по результатам сейсмических исследований на Западно-Лекейягинском месторождении и Тамяхинской структуре, расположенных в характерных геологических условиях.

На рис. 4а показана модель надвигового комплекса, построенная по результатам работ на Западно-Лекейягинском месторождении. Этот участок был выбран как наиболее представительный с точки зрения многообразия наблюдаемых структурных элементов надвиговой тектоники Варандей-Адзвинской структурной зоны.

Основными элементами являются:

- ненарушенный слоистый разрез в западной части;
- система наложенных друг на друга надвинутых пластин предъюрской системы надвигов в центральной части территории;
- надвинутый блок силурийских карбонатных пород.

На рисунке 4б показан синтетический суммарный временной разрез, полученный в результате суммирования синтетических сейсмограмм ОСТ.

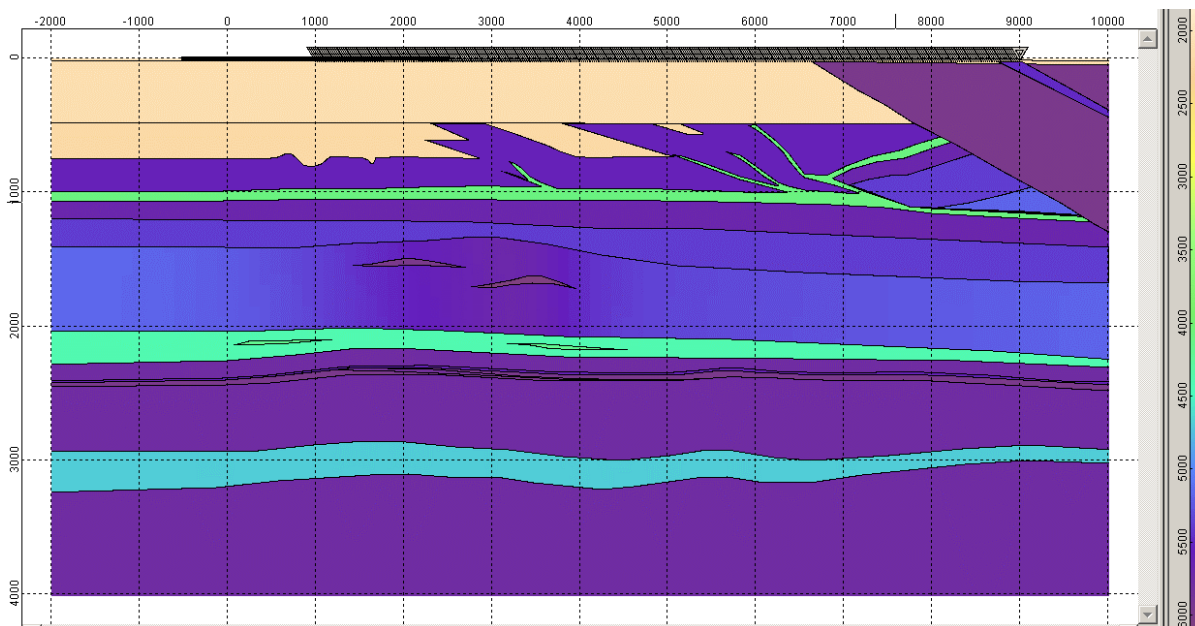
Уже на этом разрезе видны следующие основные особенности.

1. Под высокоскоростными козырьками надвигов наблюдаются высокоамплитудные скоростные аномалии, величина которых может превышать 200 мс.

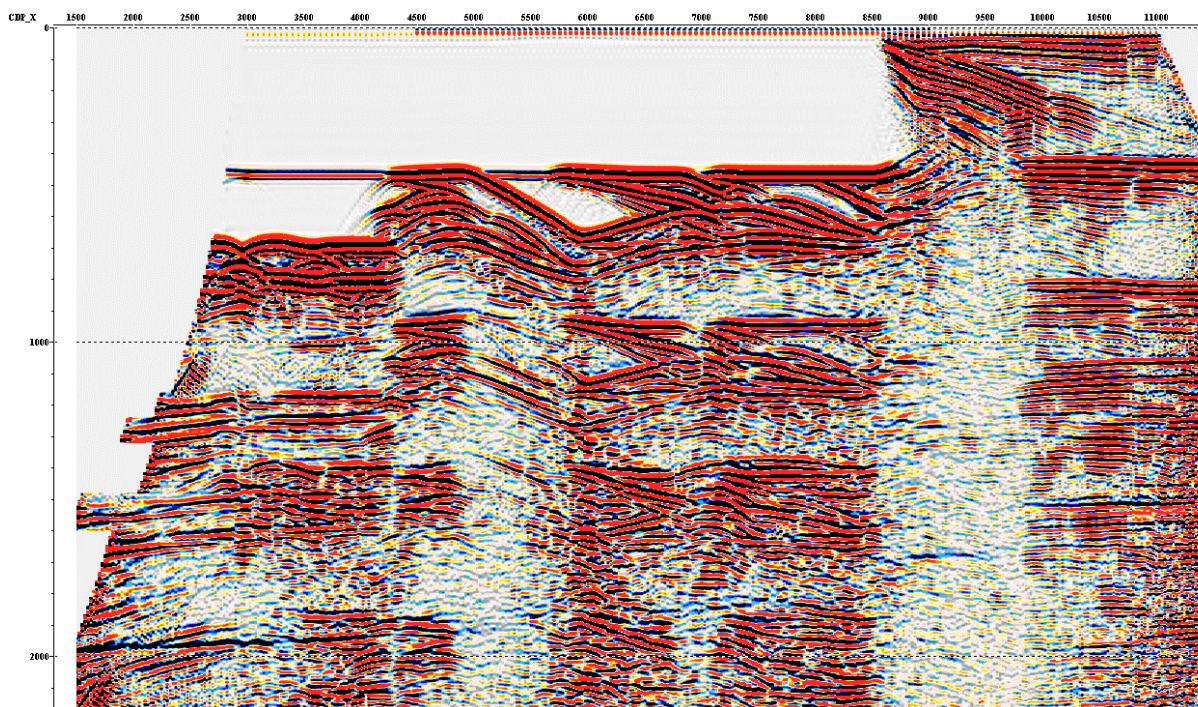
Отсутствие априорной информации о скоростях при проведении первых сейсмических исследований в данном регионе привело к тому, что эти аномалии были приняты за реальные структуры, благодаря чему на тектонических картах появился несуществующий Тамяхинский вал.

2. Под высокоскоростными козырьками надвигов происходит существенное падение амплитуды отраженных волн.

*а) модель надвигового комплекса*



*б) Суммарный синтетический временной разрез*



**Рис. 4. Модель надвигового комплекса и соответствующий ей суммарный временной разрез**

3. На временах, больших 1 с, амплитуда кратных волн от кровли карбонатов значительно превышает уровень полезного сигнала отраженных волн от целевых горизонтов.

Одним из возможных подходов, направленных на преодоление указанных проблем, является корректное построение глубинно-скоростной модели с последующей глубинной миграцией до суммирования.

Выбор и корреляция отражений, с которыми отождествляются границы осадочных комплексов, с различными интервальными скоростями осуществлялся по данным ВСП.

Стратиграфическая привязка отражающих горизонтов на площадях проведения сейсмической съемки в модификации 3D производилась с использованием данных ГИС и ВСП, проведенных в скважинах.

Вследствие существенных различий осадочных комплексов по скоростям сейсмических волн, резко меняющихся в трехмерном пространстве, методика структурных построений включала большое количество приемов, направленных на построение глубинно-скоростных моделей, максимально приближенных к реальным. В случае с Талотинской, Тамяхинской и Енганехойской площадями основная интерпретация проводилась не по глубинному кубу, как на Усть-Талотинской площади, а по временным кубам с переходом от времени к глубине с использованием объемной скоростной модели.

Построение глубинно-скоростной модели разреза выполнялось комплексно, по данным ВСП скважин и сейсморазведки 3D, с применением программы объемного моделирования GoCad и статистического анализа SigmaView. Трехмерная скоростная модель была построена с применением программы GoCad только до кровли сарембойской свиты (ОГ Шfm), являющейся первой непрерывной границей, коррелируемой внутри автохтона на всей площади съемки 3D.

Базовыми элементами для формирования модели были выбраны акустически контрастные поверхности: ОГ Б (J), II (C<sub>2</sub>), IIv (C<sub>1v</sub>), Шfm (D<sub>3fm</sub>), фронтальная и тыловая плоскости (T<sub>1</sub>, T<sub>2</sub>) предсреднеюрского надвига и плоскость (T<sub>3</sub>) поздне мелового надвига. Объемная модель состояла из шести слоев: юрского (J-Q), триасового (T), каменноугольного (C<sub>1</sub>-C<sub>2</sub>), фаменского (D<sub>3fm</sub>-C<sub>1</sub>), каменноугольно-триасового аллохтона предсреднеюрского надвига (C<sub>1</sub>, T), силурийско-девонского аллохтона поздне мелового надвига (S-D).

Нижезалегающие слои аппроксимировались упрощенной толстослойной моделью с наклонными границами раздела и латеральными изменениями интервальных скоростей, увязанными с данными скважин.

### Северо-Енганехойская площадь

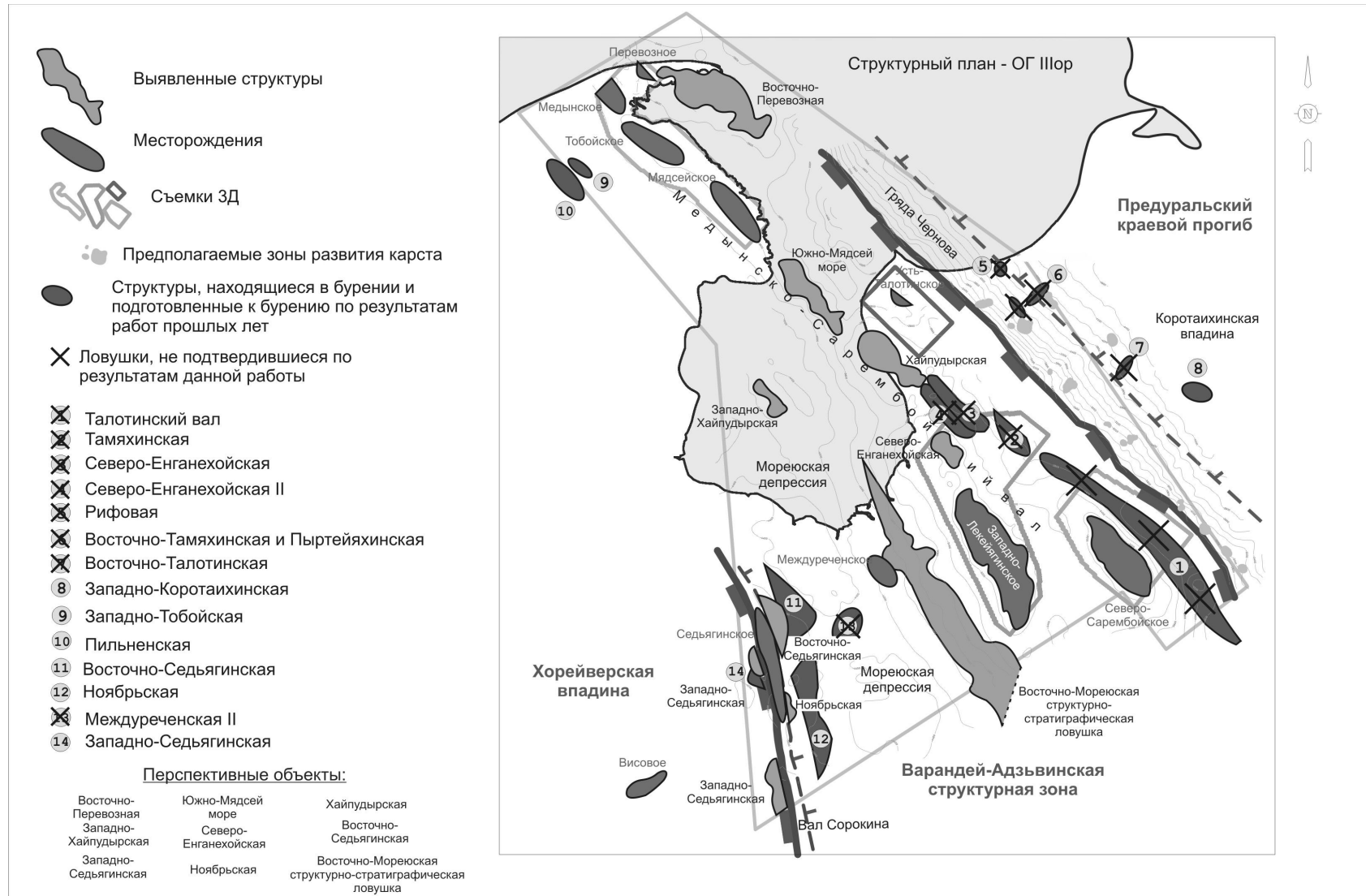
Северо-Енганехойская структура расположена в центральной части Сарембой-Лекейягинского вала, выявлена работами МОГТ в 1978 г., передавалась в глубокое бурение в 1983 г., но была выведена из фонда подготовленных под бурение структур в связи с недостаточной информативностью временных разрезов (неуверенное прослеживание отражающих горизонтов). Всего по выявлению и подготовке структуры было отработано 75 пог. км МОГТ 6-ти кратного прослеживания и 125 пог. км 12-ти кратного профилирования.

После проведения детальных сейсморазведочных работ в 1987 – 1989 гг. – МОГТ 24-х кратное накапливание, в объеме 169 пог. км, структура была повторно подготовлена к глубокому бурению. Качество материала в основном хорошее. В резервном фонде по состоянию на 1.01.1991 г. она была представлена как две самостоятельные структуры: Северо-Енганехойская, подготовленная по ОГ III1(D<sub>1</sub>) и Северо-Енганехойская-II, подготовленная по ОГ III2(D<sub>2</sub>). Ресурсы УВ числились только на Северо-Енганехойской-II структуре (3,540 млн. т извлекаемых категории С<sub>3</sub>). В 1991-1992 гг. на площади пробурена поисковая скважина 21-Северо-Енганехойская с забоем 3984 м, вскрывшая в автохтоне на забое отложения гребенского горизонта верхнего силура. В процессе бурения опробованы ИП 4 объекта – в отложениях верхнего силура и лохковского яруса нижнего девона. Притоков флюидов не получено. По данным интерпретации ГИС перспективные интервалы отсутствуют. В керне, отобранном из интервала 1667 - 1674 м (прикровельная часть верхнего девона), подняты породы, пропитанные вязкой нефтью (в кавернах). Других признаков нефтенасыщенности не обнаружено. Объекты находятся в консервации. По оценке ОАО «Архангельскгеолдобыча» извлекаемые ресурсы нефти категории С<sub>3</sub> по отложениям нижнего девона составляют 3,38 млн. т.

В 2003 и 2004 гг. СК «ПетроАльянс» проведены детализационные сейсмические исследования 3D методом ОГТ на Западно-Лекейягинском месторождении общим объемом 381 км<sup>2</sup>, в том числе в пределах Северо-Енганехойской и Тамяхинской площадей.

В результате комплексной интерпретации сейсмических данных 3D и скважинных данных были построены комплекты карт, характеризующих геологическое строение и коллекторские свойства продуктивных пластов C<sub>1t</sub>, D<sub>3tm</sub>, D<sub>2</sub>, D<sub>1l</sub>, D<sub>1l-I</sub>, S<sub>2-1</sub>, S.





**Рис. 5. Уточненная тектоническая карта участка работ с размещением фонда перспективных объектов для поиска новых залежей УВ**

Главные отличия от принятых до проведения данных работ представлений заключаются в структурных картах. Существование Тамяхинского поднятия в современном структурном плане не подтвердилось, а предполагаемая Северо-Енганехойская структура сместилась в западном направлении, явившись продолжением Западно-Лекейгинского поднятия.

В 2005 г. СК «ПетроАльянс» были выполнены работы по переобработке, переинтерпретации и обобщению геолого-геофизических материалов в пределах лицензионного блока «ВАЗ». Получена обновленная структурно-тектоническая и геологическая модели Варандей-Адзьвинской структурной зоны (рис. 5). На основании проведенной работы было предложено вывести из фонда структур некоторые структурно-литологические ловушки (на рис. 5 отмечены крестиком). Так, Талотинский вал, Тамяхинская, Северо-Енганехойская и Северо-Енганехойская II по результатам работ СК «ПетроАльянс» не подтвердились. Причинами является то, что структуры являются ложными и их появление связано со скоростными аномалиями, вызванными надвигами высокоскоростных пластин каменноугольно-девонского возраста. В процессе уточнения тектонической карты были нанесены новые структурные элементы и перспективные ловушки, выявленные по результатам работ СК «ПетроАльянс» - это Восточно-Перевозная, Южно-Мядсей-море, Хайпудырская, Северо-Енганехойская, Западно-Хайпудырская локальные поднятия.

### Литература

*Рапопорт Б.И., Юрьева З.П., Мотрук В.Д., Нерусов И.М.* Условия формирования девонских отложений северной части Медынского-Сарембойской антиклинальной зоны по материалам сейсморазведки 3D // Мат-лы международного симпозиума «Геология девонской системы» Сыктывкар, 2002. С. 27 - 28.

*Мотрук В.Д., Доновский В.В., Чайковская Э.В.* Геологическое строение месторождений в зоне Вашуткинско-Талотинского надвига по результатам сейсморазведки 3D // Тр. XIV Геологического Съезда РК «Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России». Т. 3. Сыктывкар: КНЦ ИГ УрО РАН, 2004. С. 119 - 120.

*Нерусов И.М., Мотрук В.Д., Попова Л.А., Рапопорт Б.И. и др.* Медынский-Сарембойская антиклинальная зона как структура краевого складчато-надвигового пояса Урала: строение, происхождение и нефтегазоносность // Тр. XIV Геологического Съезда РК «Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России». Т. 2. Сыктывкар: КНЦ ИГ УрО РАН, 2004. С. 14 - 16.

*Прищепа О.М.* Методология и практика воспроизводства запасов нефти и газа (северо-западный регион) в современных условиях. СПб.: Недра, 2005, 492 с.

**Рецензент:** Макаревич Владимир Николаевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор