



1755



1938



1945



**ИНСТИТУТ
ПЕРСПЕКТИВНЫХ
ИССЛЕДОВАНИЙ
НЕФТИ И ГАЗА МГУ**

2018

Перспективы открытия нефтяных месторождений в пределах восточной части шельфа Печорского моря

*Гумеров А.Р.,
Хафизова Л.Р.,
Близнюков В.Ю.*

Актуальность:

Коротаихинская впадина является слабоизученным и очень сложным объектом для поисков залежей нефти и газа с которым связывают перспективы прироста запасов (УВ) в Тимано-Печорском НГБ.

Цель: Прогноз и оценка перспектив нефтегазоносности морского продолжения Коротаихинской впадины.

Физико-географический очерк



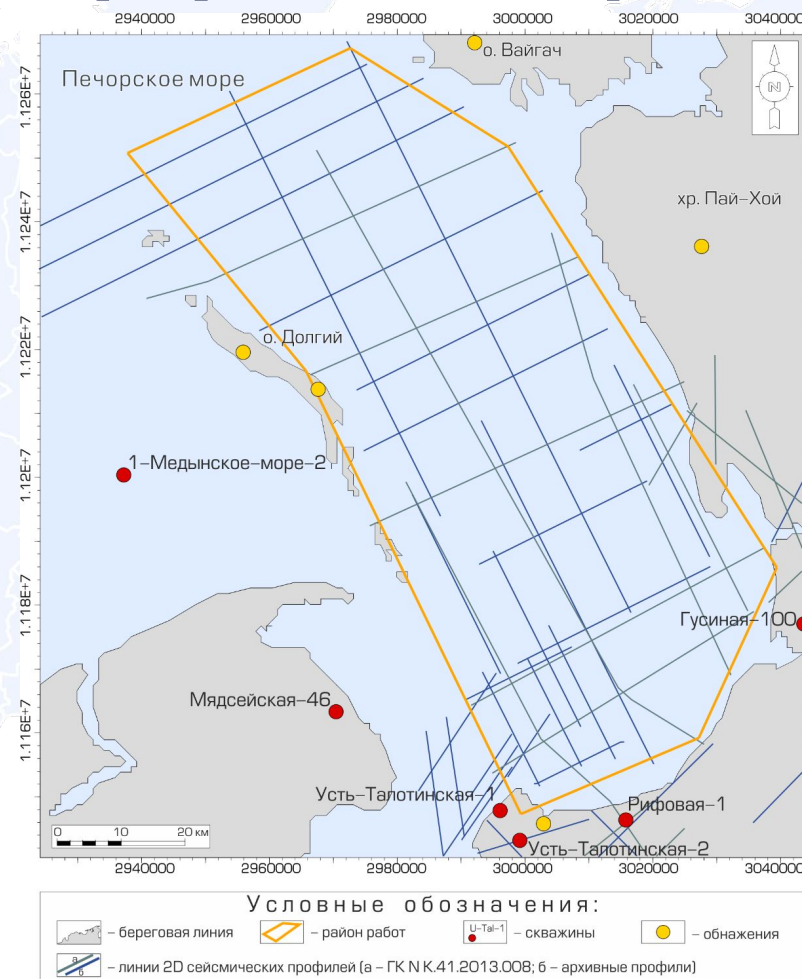
Район исследования:

Морское продолжение Коротаихинской впадины

Шельф Печорского моря

Ближайший окружной центр – г. Нарьян-Мар.

Карта фактического материала

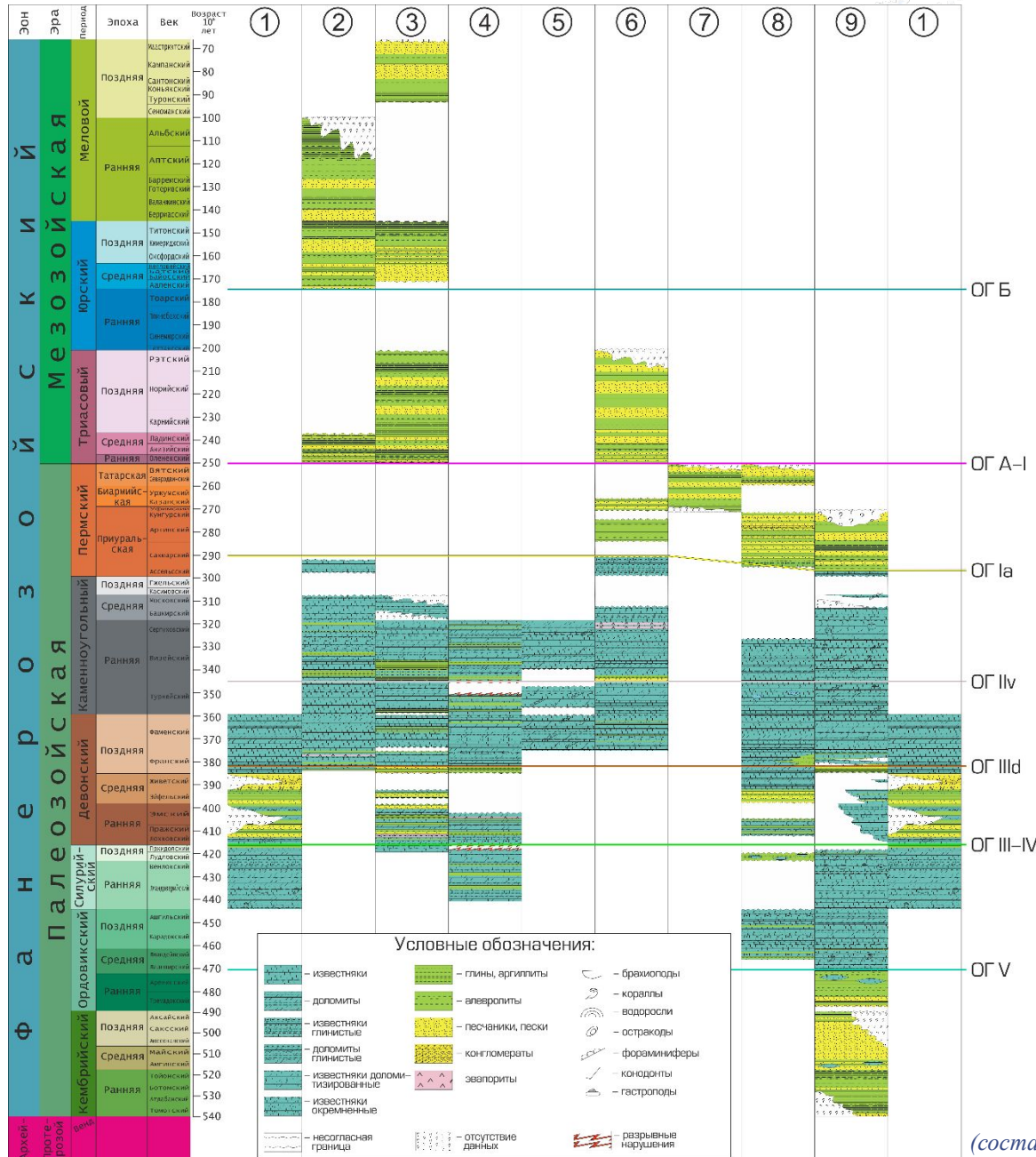


Фактический материал:

- 1700 пог. км сейсмических 2D профилей в формате sgy (Росгеолфонд)
- 6 скважин с комплексом методов ГИС в формате las (Росгеолфонд)
- описания обнажений (ВСЕГЕИ, 2014; Еременко и др., 2009; Патрунов и др., 1980; Сидоренко и др., 1970)

Все данные собраны в проект в ПО Petrel.

Стратиграфический очерк



Карта с опорными точками разрезов обрамления морской части Кортаихинской впадины



Фундамент:

- Верхнепротерозойский сланцевый комплекс

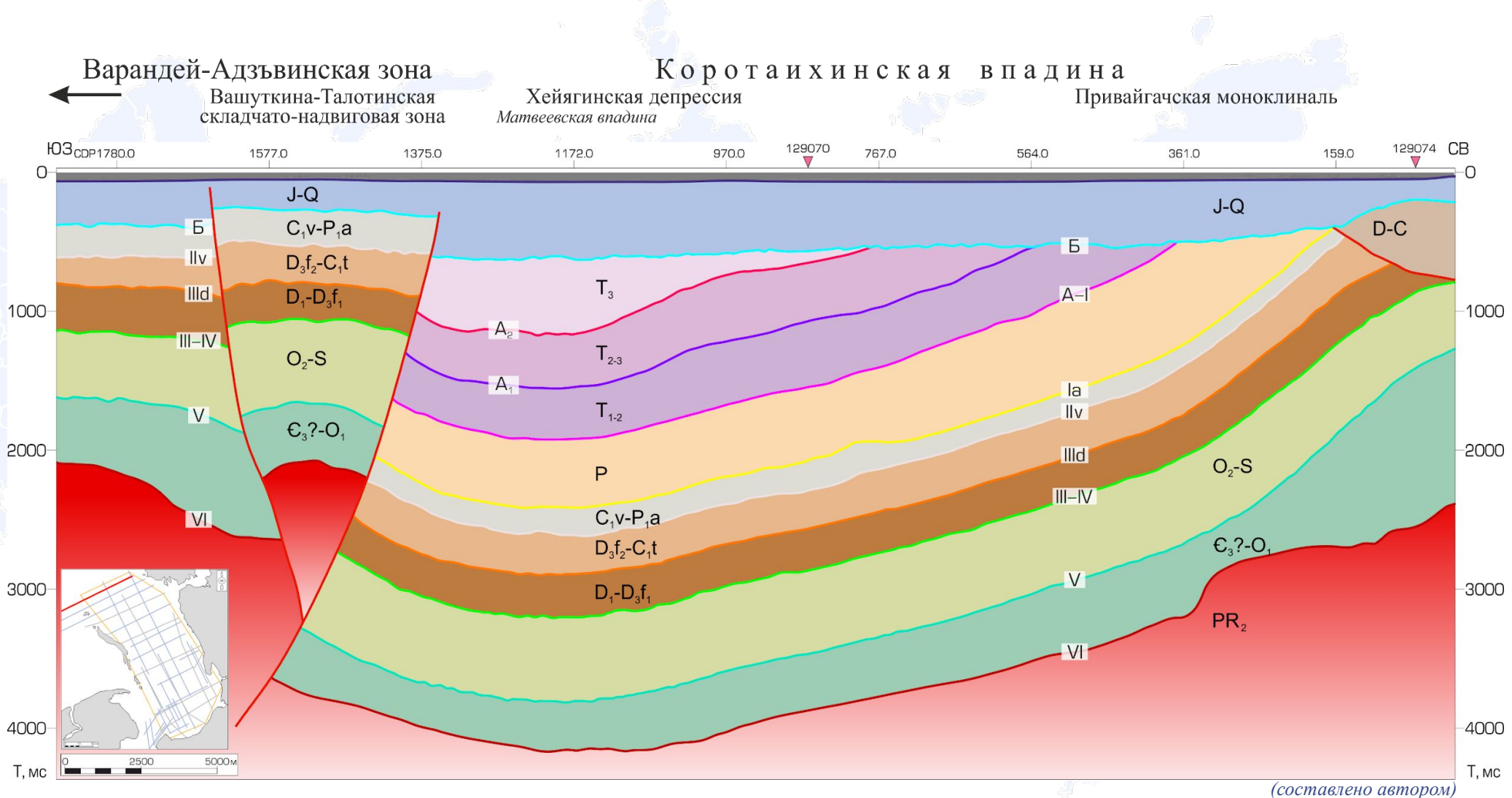
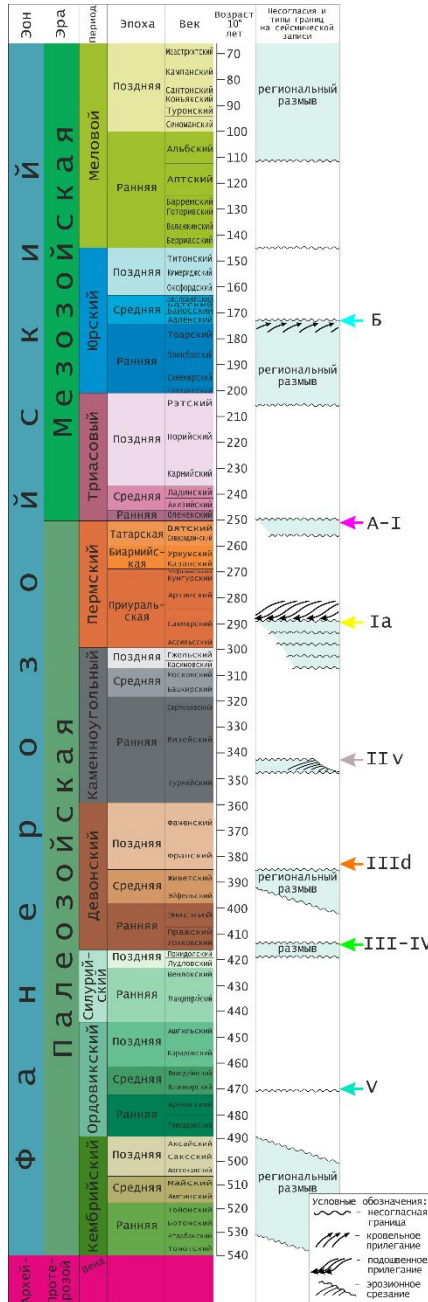
Осадочный чехол:

- Орогенные молассовые формации Р и Т, мощность до 6 км
- Доорогенные формации – от лагунных эвалоритов, прибрежно-морских песчаников и глин до морских мелководных и относительно глубоководных известняков, глин и силицитов

(составлено автором)

Структурная интерпретация сейсмических данных

Сейсмогеологический профиль 129023, ориентированный вкрест структур Коротайхинской впадины



(составлено автором)

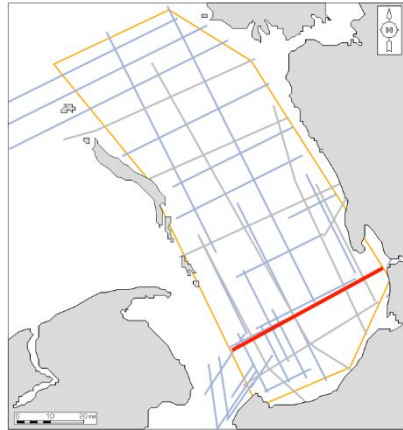
Структурная интерпретация сейсмических данных

Лабогейская моноклираль

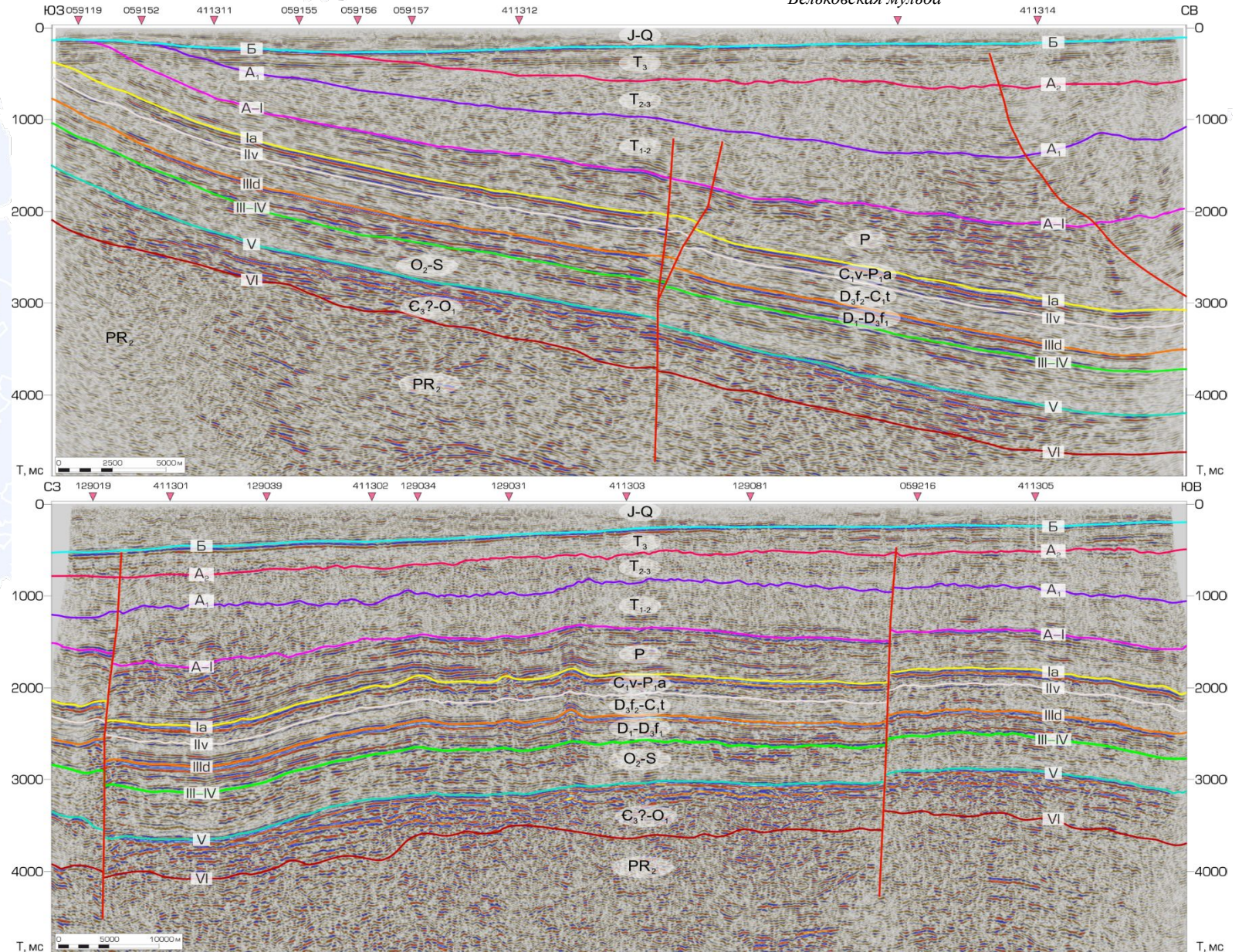
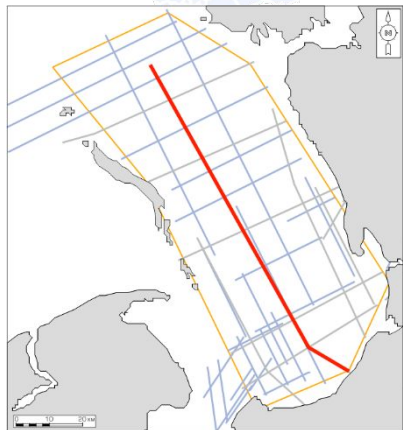
Хейягинская депрессия
Бельковская муфта

Васьягинско-
Сабриягинская СМЗ

Сейсмогеологический
профиль 411304

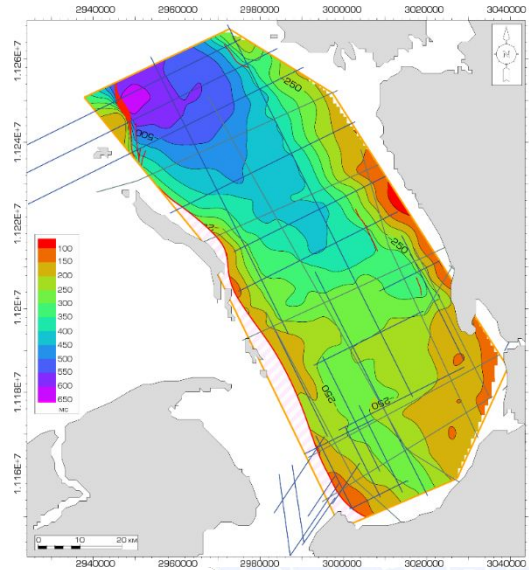


Сейсмогеологический
профиль 411312

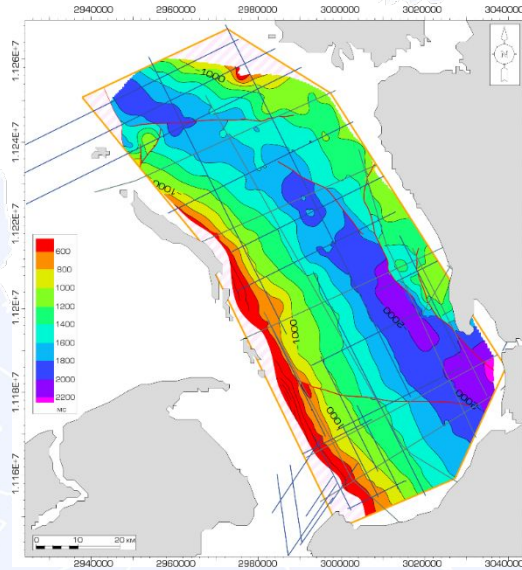


Карты изохрон

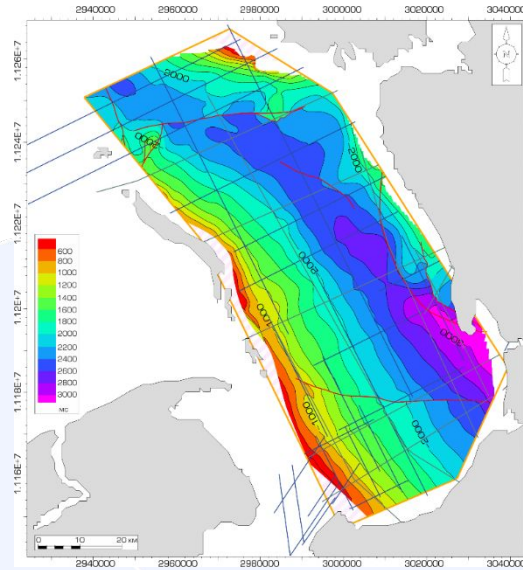
Карта изохрон ОГ Б



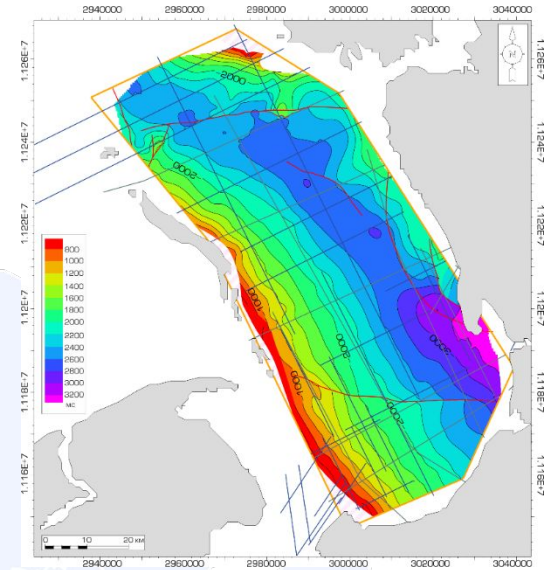
Карта изохрон ОГ A-I



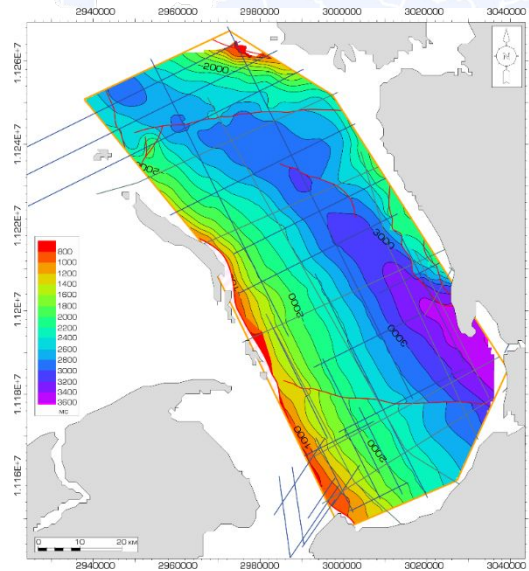
Карта изохрон ОГ Ia



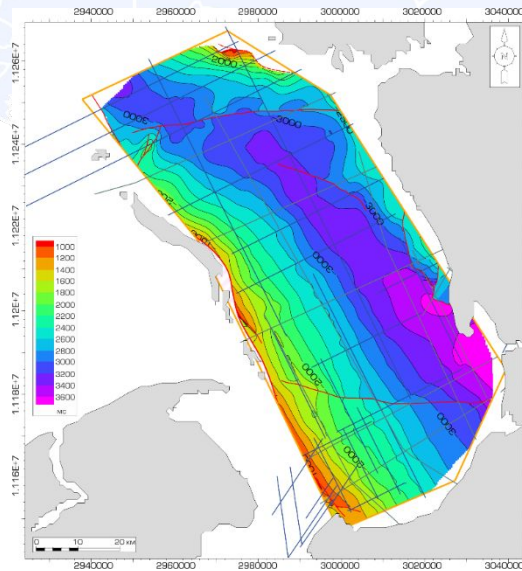
Карта изохрон ОГ IIv



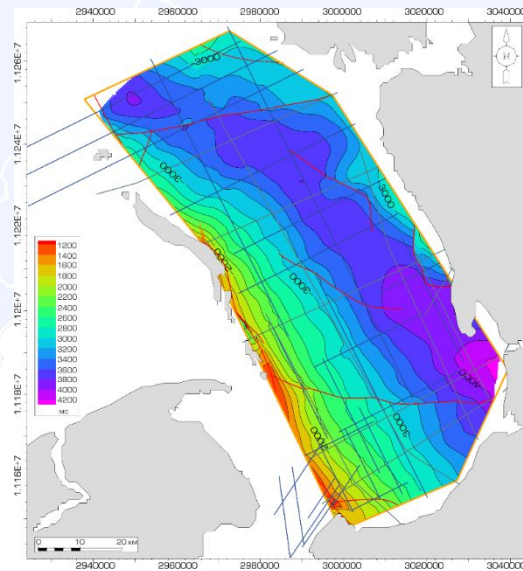
Карта изохрон ОГ IIIд



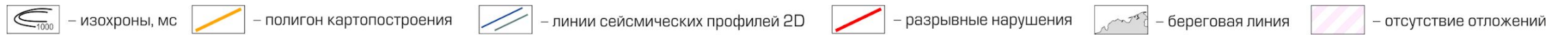
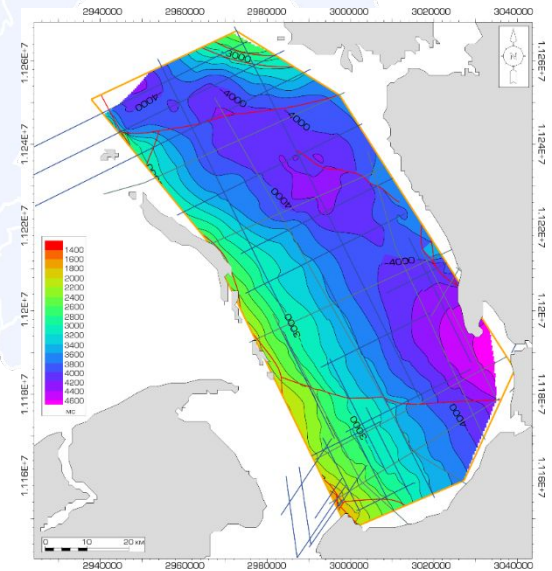
Карта изохрон ОГ III-IV



Карта изохрон ОГ V

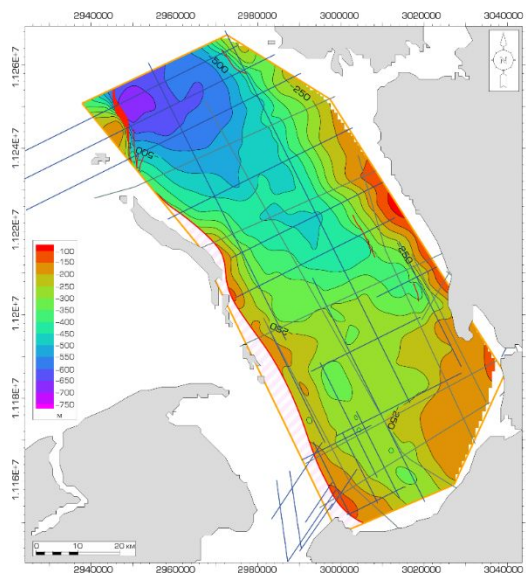


Карта изохрон ОГ VI

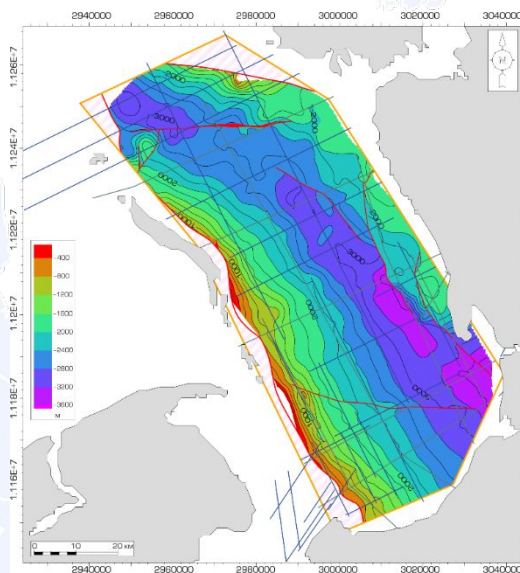


Структурные карты

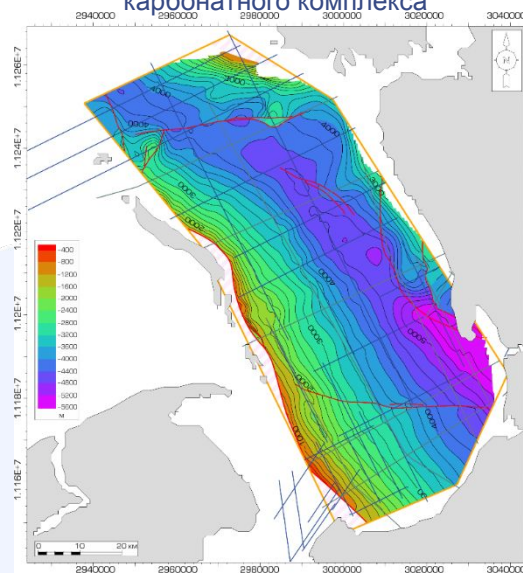
подошва юрских отложений



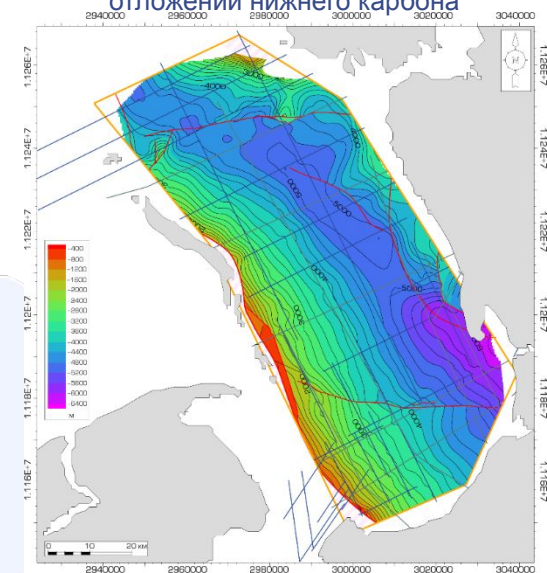
подошва триасовых отложений



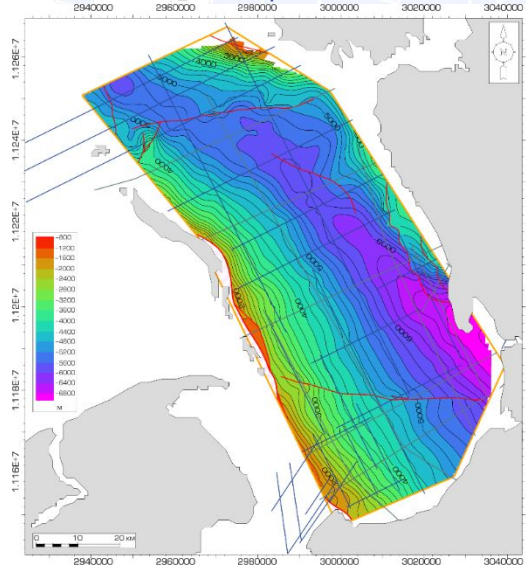
кровля каменноугольно-нижнепермского карбонатного комплекса



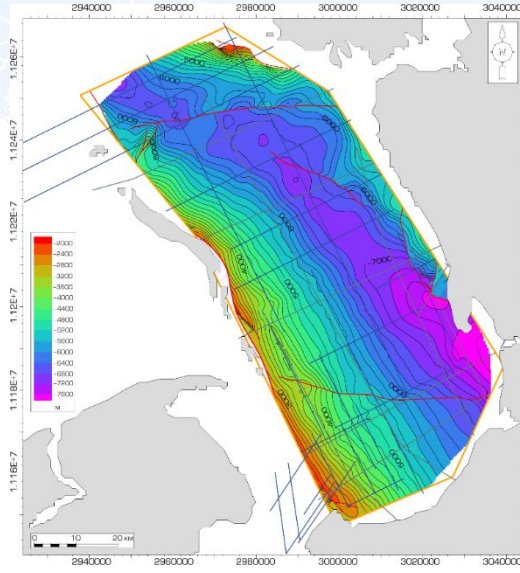
подошва визейских отложений нижнего карбона



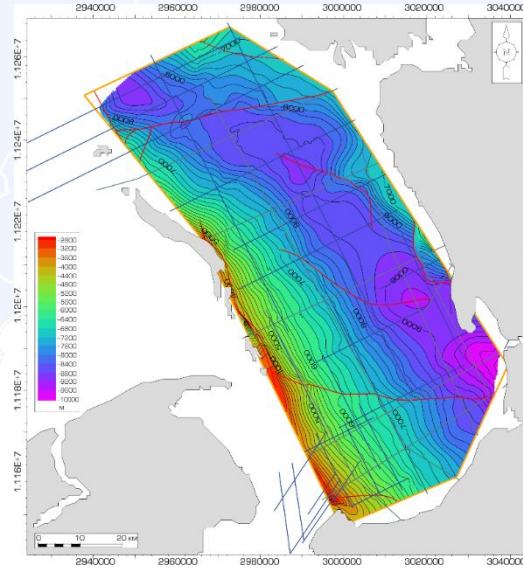
подошва доманиковых отложений верхнего девона



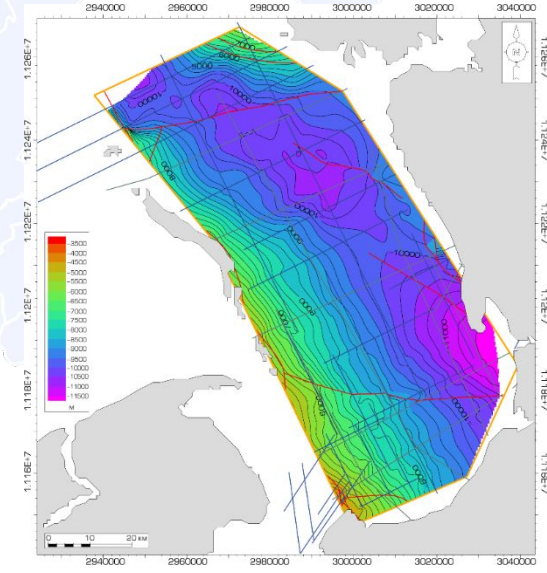
кровля силурийских отложений



подошва карбонатных отложений среднего ордовика

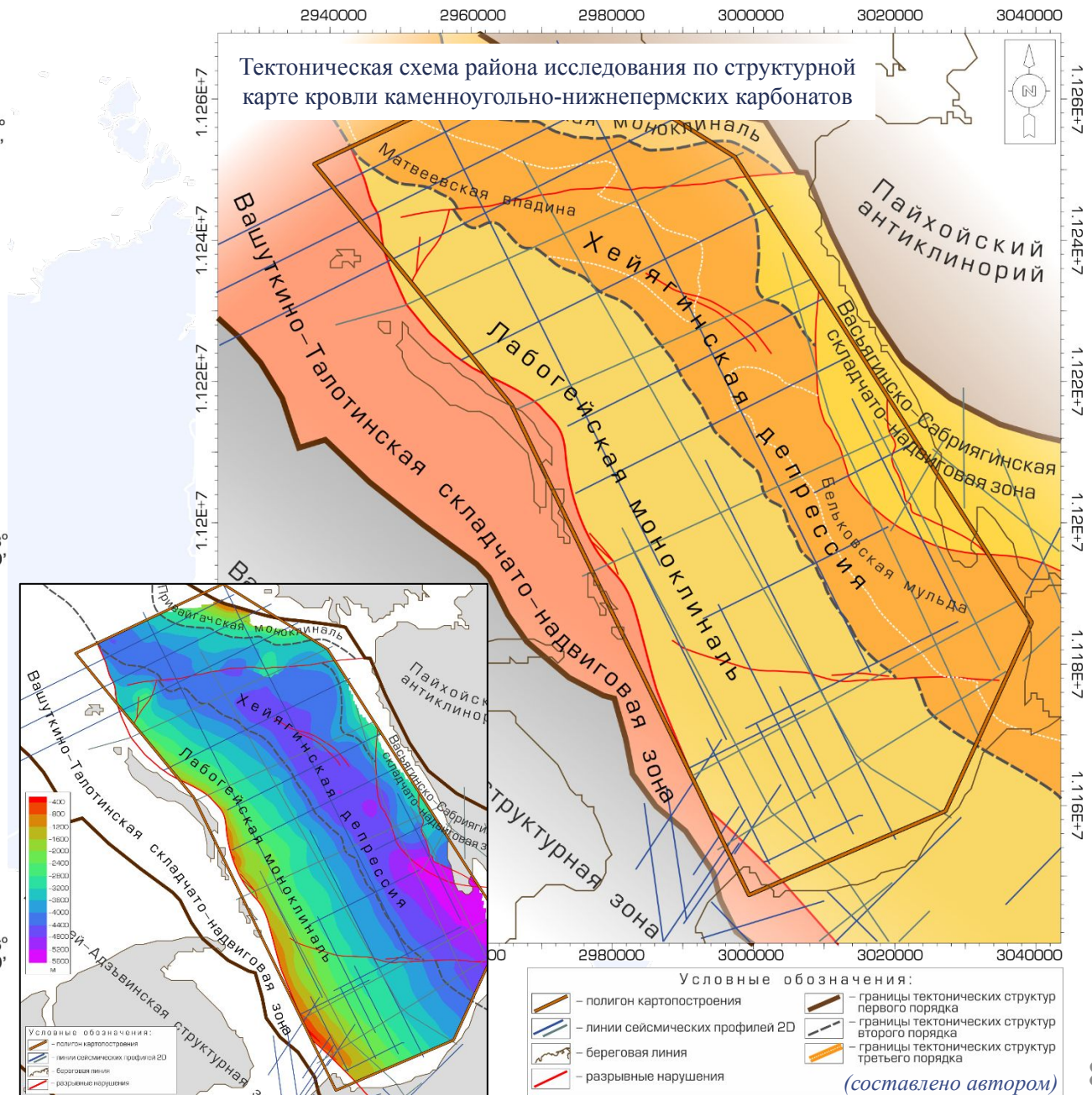
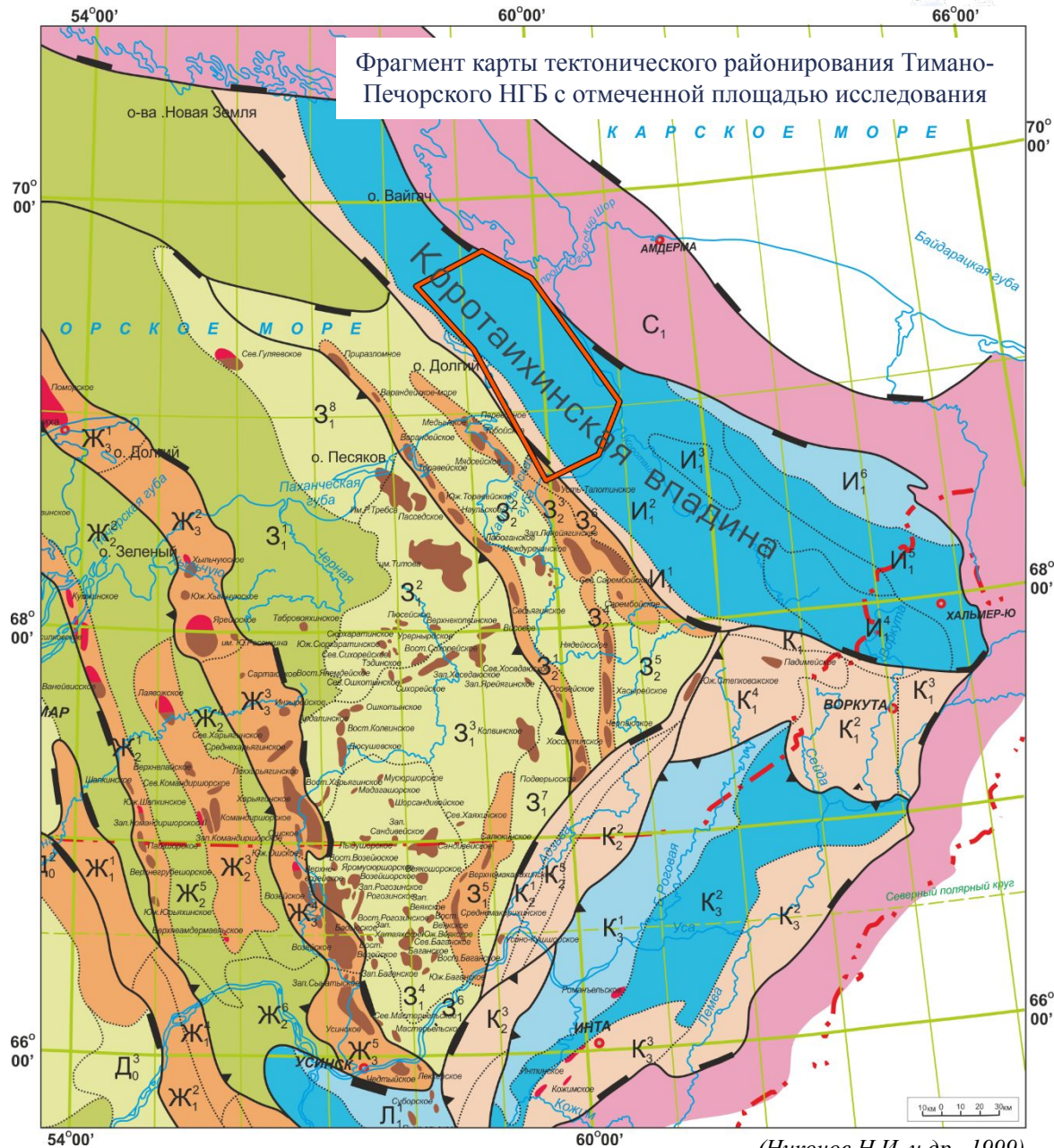


поверхность байкальского фундамента



- изогипсы, м
- полигон картопостроения
- линии сейсмических профилей 2D
- разрывные нарушения
- береговая линия
- отсутствие отложений

Тектоническое строение



Двумерное бассейновое моделирование

Характеристика НГМТ (исходные параметры)

S_{1v} - известняки, доломиты, глинистые сланцы, $C_{org} = 2\%$, $HI = 450$, I-II тип ОВ

D_{3tm-sr} - глинисто-карбонатные породы, $C_{org} = 1\%$, $HI = 500$, I-II тип ОВ

D_{3dm} - глинисто-кремнисто-карбонатные породы, $C_{org} = 12\%$, $HI = 700$, I-II тип ОВ

C_{1v} - аргиллиты, $HI = 400$, $C_{org} = 8\%$, II тип ОВ

P_{1a-s} - карбонатно-глинистые породы, $C_{org} = 2\%$, $HI = 350$, II-III тип

P_{1ar-k} - аргиллиты, $C_{org} = 2\%$, $HI = 300$, II-III тип ОВ

T_1 - аргиллиты, $S_{org} = 1,8\%$, $HI = 350$ II-III тип ОВ

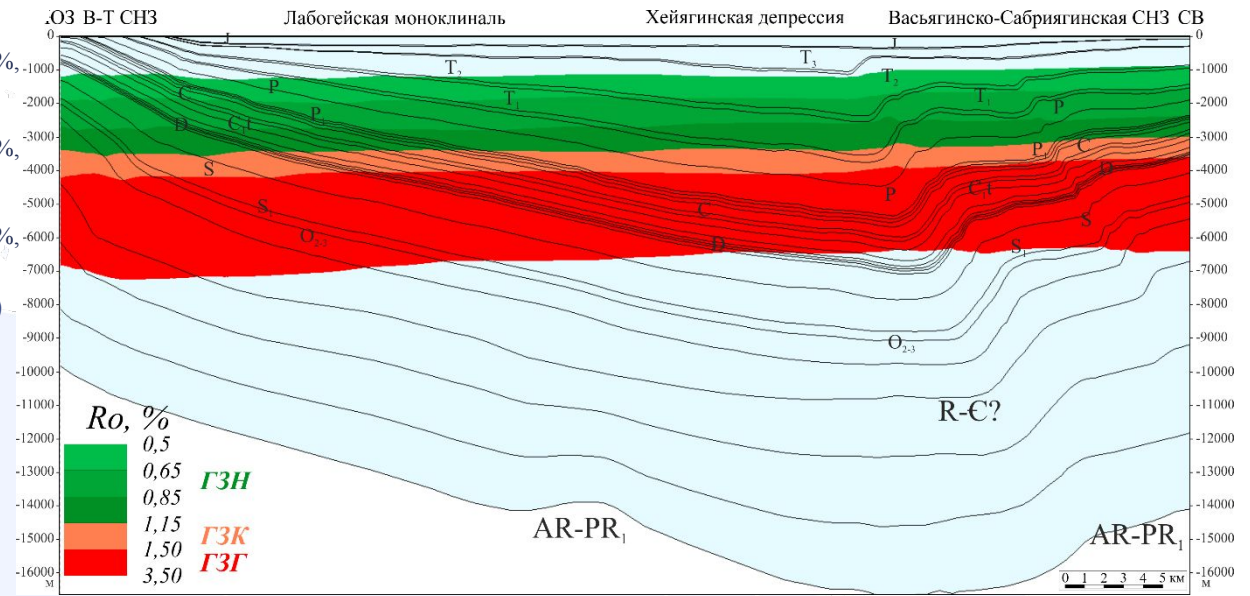
T_2 - аргиллиты, $S_{org} = 1,8\%$, $HI = 400$, II тип ОВ

T_3 - аргиллиты, $S_{org} = 1,8\%$, $HI = 300$, II-III тип ОВ

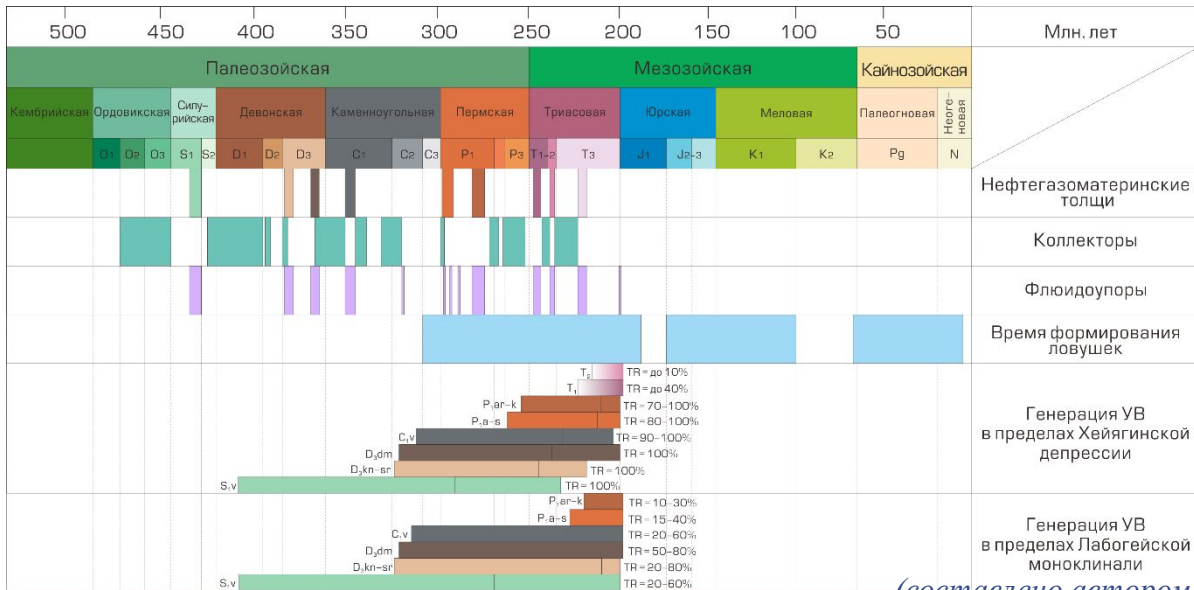
(Прищета и др., 2008; Ступакова и др., 2017; Fossum, Grant., Vyurchieva, 2013)

- Многие НГМТ уже прошли ГФН в наиболее погруженных структурах
- Ловушки формировались до активной миграции УВ (и одновременно) – благоприятный фактор для образования залежей
- В Р-Т интервале прогнозируется насыщение жидкими УВ в пределах валов и линз, связанных с конусами выноса

Степень катагенетической преобразованности осадочной толщи

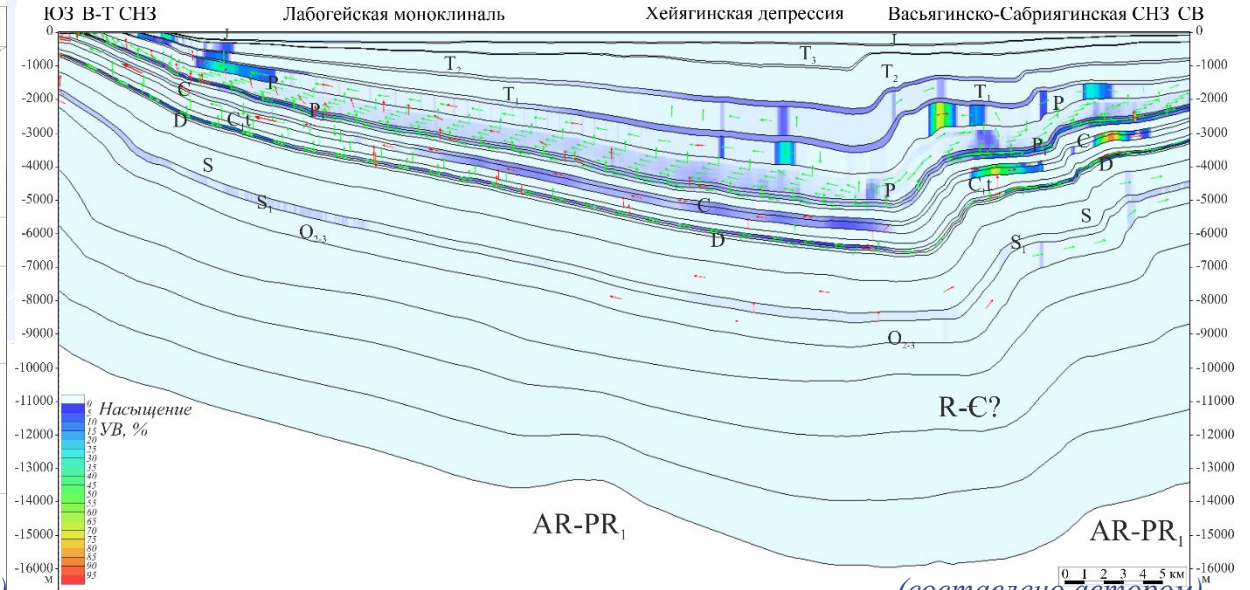


Шкала событий УВ систем Кортаихинской впадины



(составлено автором)

Степень насыщения осадочной толщи углеводородами



(составлено автором)

Выделение локальных структур

- Локальные структуры и их размеры выбирались на основе полученных структурных планов.
- Структуры достаточно определенно выражены в строении осадочной толщи
- Глубины не более 3.5 - 4 км.

Оценка ресурсов

$$Q = S \cdot h \cdot k_{\Pi} \cdot k_{\text{H}} \cdot \rho_{\text{H}} \cdot \theta \cdot \text{КИН}$$

Оценка объемным методом. Параметры – из выполненных структурных построений, а также из подобранных месторождений-аналогов.

Q – ресурсы нефти (извлекаемая часть), т;

S – площадь нефтеносности, тыс. м²;

h – эффективная нефтенасыщенная мощность пласта, м;

k_{Π} – коэффициент открытой пористости, доли единицы;

k_{H} – коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли единицы;

ρ_{H} – плотность нефти на поверхности, т/м³;

θ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, доли единицы;

КИН – коэффициент извлечения нефти, доли единицы.

Оценка рисков

P_g - вероятность открытия залежи

$$P_g = P_1 \cdot P_2 \cdot P_3 \cdot P_4$$

P1 – вероятность существования природного резервуара,

P2 – вероятность существования ловушки,

P3 – вероятность заполнения ловушки УВ флюидами,

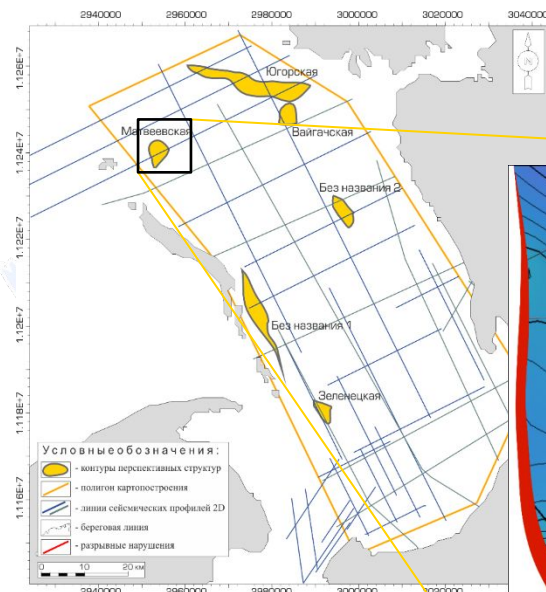
P4 – вероятность сохранности залежи.

PoS – вероятность геологического успеха

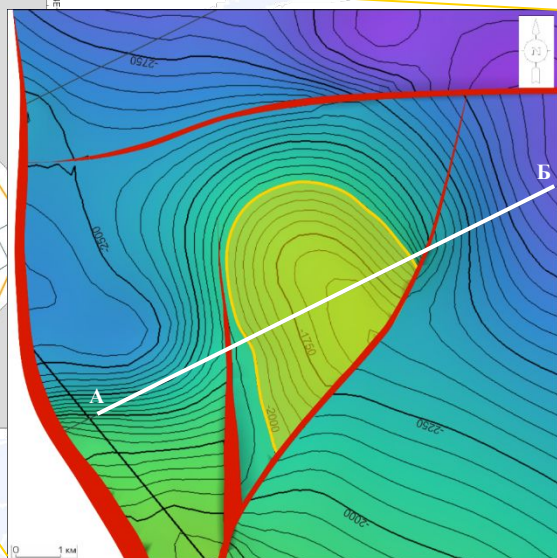
$$PoS = 1 - (1 - P_{g_1}) \cdot (1 - P_{g_2}) \cdot (1 - P_{g_3}) \cdot (1 - P_{g_n})$$

где P_{g_n} – вероятность успеха открытия n-ной залежи в пределах данной структуры

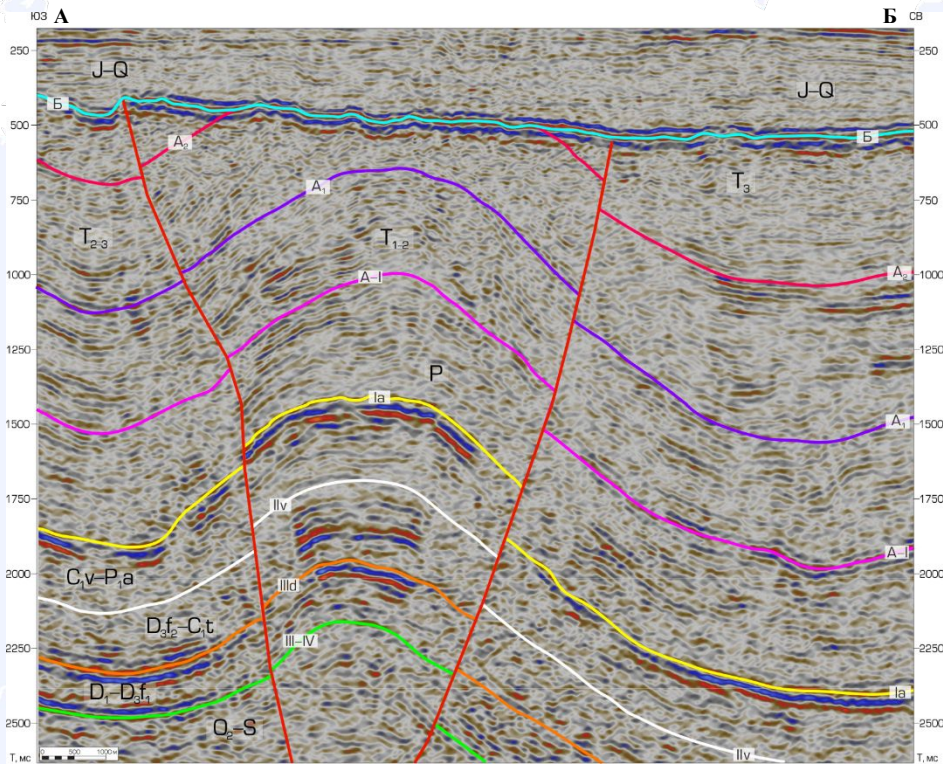
Перспективные локальные структуры



Пример залежи на фрагменте структурной карты кровли пермских отложений



Матвеевская структура

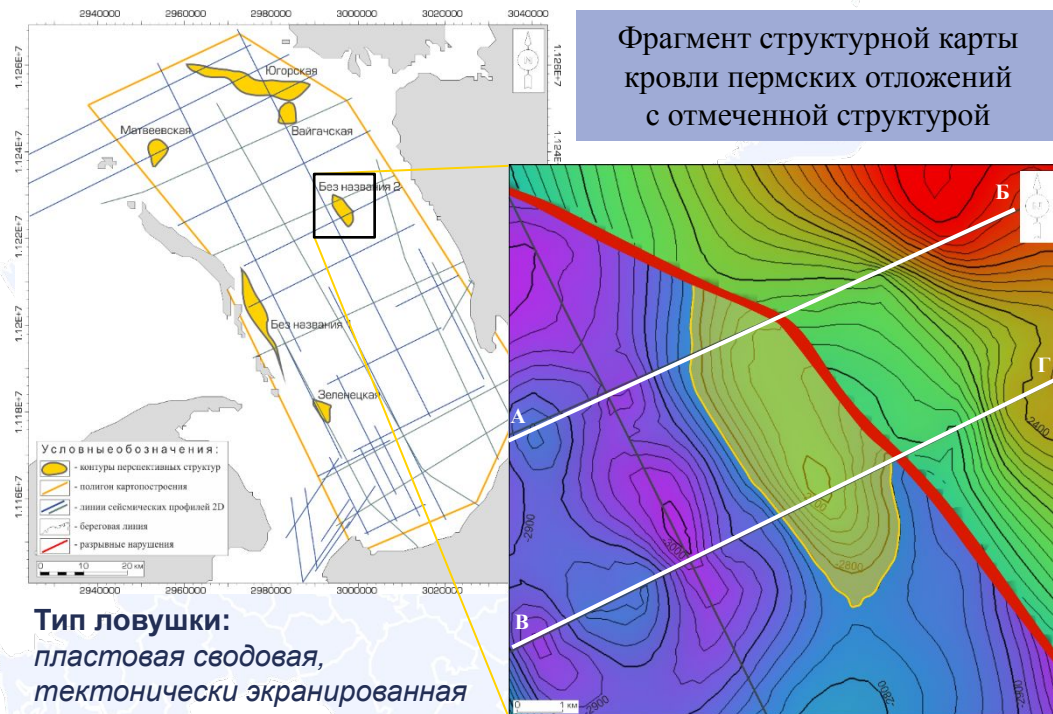


Тип ловушки:
пластовая сводовая, тектонически экранированная

Месторождения аналоги:
Р-Т терр.: Седьягинское, Лабаганское, Южно-Торавейское, Варандейское
C₁v-P₁a: Междуреченское, Медынское-Море
D₃dm-C₁t: Западно-Лекейгинское, Тобойско-Мядсейское

Комплекс	Контур ловушки, абс. м	Площадь ловушки, км ²	Средняя эффективная мощность, м	Пористость, д. е.	Нефтенасыщенность, д. е.	Плотность нефти, т/м ³	Пересчетный коэф., д. е.	КИН	Ресурсы геол./извл., млн. т.	Pg
Р-Т терр.	-2000	15,40	15,8	0,20	0,63	0,95	0,95	0,20	27,7/5,5	0,05
C ₁ v-P ₁ a-s	-2750	7,50	20,6	0,12	0,86	0,92	0,97	0,20	14,2/2,8	0,04
D ₃ dm-C ₁ t	-3500	6,85	23,2	0,10	0,77	0,93	0,92	0,30	10,4/3,1	0,03

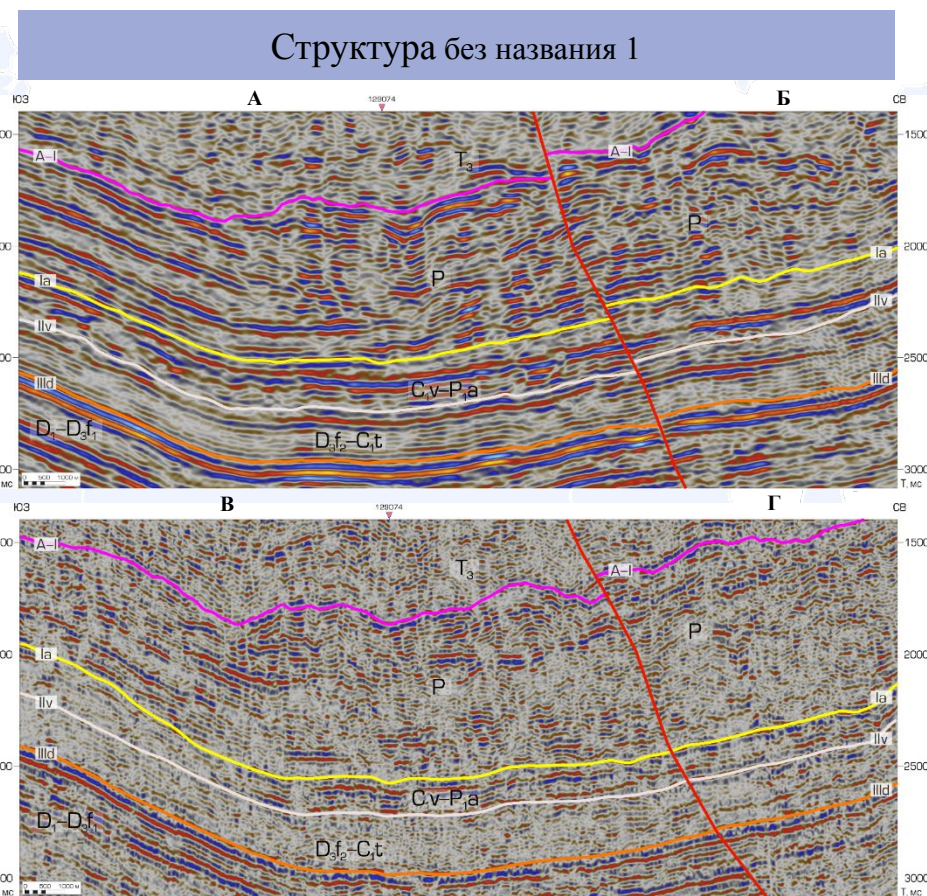
Перспективные локальные структуры



Тип ловушки:
 пластовая сводовая,
 тектонически экранированная

Месторождения аналоги:
 Р-Т терр.: Седьягинское, Лабаганское, Южно-Торавейское, Варандейское

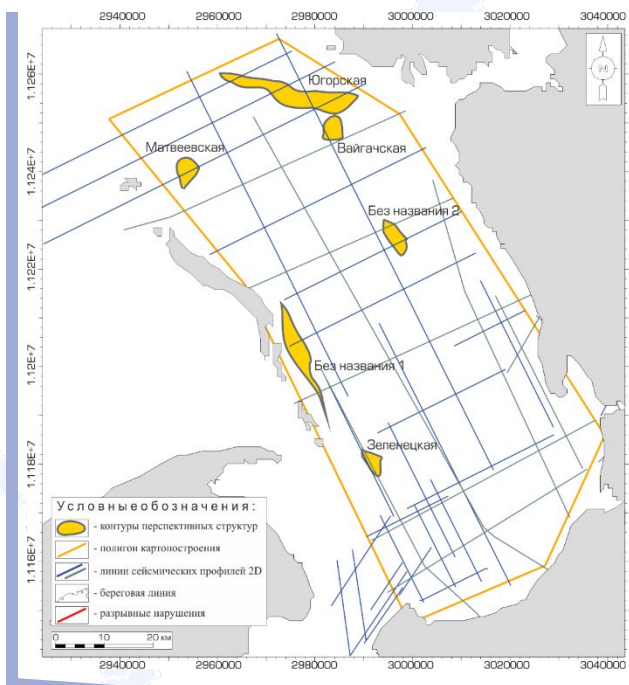
*В данном комплексе вероятно развитие литологически экранированных ловушек в песчаных телах конусов выноса**



Основные характеристики залежи и оцененные ресурсы

Комплекс	Контур ловушки, абс. м	Площадь ловушки, км ²	Средняя эффективная мощность, м	Пористость, д. е.	Нефтенасыщенность, д. е.	Плотность нефти, т/м ³	Пересчетный коэф., д.е.	КИН	Ресурсы геол./извл., млн. т.	Pg
Р-Т терр.	-2820	15,90	15,8	0,20	0,63	0,95	0,95	0,20	28,6/5,7	0,05

Результаты оценки ресурсов и геологических рисков



Ресурсы рассмотренных структур						
НГК Структура	P-T терр.	C ₁ v-P ₁ a-s	D ₃ dm-C ₁ t	Суммарные геологические ресурсы, млн. т.	Суммарные Извлекаемые ресурсы, млн. т.	POS
Матвеевская	27,7/5,5	14,2/2,8	10,4/3,1	52,3	11,4	0,12
Зеленецкая	16,8/3,4	12,8/2,6	7,9/2,4	37,5	8,4	0,09
Вайгачская	-	24,6/4,9	18,5/5,5	43,1	10,4	0,07
Без названия 1	28,6/5,7	-	-	28,6	5,7	0,05
Суммарные значения	73,1/14,6	51,6/10,3	36,8/11,0	161,5	35,9	

Суммарные геологические ресурсы морского продолжения Кортаихинской впадины:

161,5 млн. т.

Суммарные извлекаемые ресурсы морского продолжения Кортаихинской впадины :

35,9 млн. т.

Выводы и рекомендации

В настоящей работе были рассмотрены такие основные вопросы, как:

- Строение геологического разреза Коротаихинской впадины;
- Тектоническое районирование морской части Коротаихинской впадины;
- История геологического развития бассейна;
- Общие сведения о нефтегазоносности Коротаихинской впадины и прилегающих районов

В пределах Коротаихинской впадины существовали все условия для генерации и аккумуляции нефти и газа. Наличие в разрезе НГМТ, а также степень их катагенетической зрелости создали все предпосылки масштабной генерации УВ для формирования месторождений нефти и газа.

Выявлены пластово-сводовые, тектонически и стратиграфически экранированные **ловушки**, расположенные в нераспределенном фонде недр и представляющие потенциальный интерес для дальнейшего изучения. Кроме того, отмечены области, в пределах которых предполагается развитие более сложных литологически экранированных ловушек.

Рассчитаны **извлекаемые ресурсы** нефти по четырем структурам, составляющие **35,9 млн. т.** Также оценена **вероятность геологического успеха** для каждой структуры. Значения варьируют от 5 до 12%, что связано с характером и полнотой геолого-геофизической информации.

Рекомендуется рассматривать акваториальное продолжение Коротаихинской впадины в качестве возможно-перспективного региона, разработка потенциальных структур которого может быть актуальна при необходимости наращивания ресурсной базы акватории Печорского моря.

Переход к более детальному изучению потенциальных объектов целесообразен после проведения дополнительных 2D сейсморазведочных работ в бортовых частях впадины.

Спасибо за внимание!



ССЫЛКИ:

Опубликованная

- Акимов В. В. Газо- и нефтеперспективные литологостратиграфические комплексы Коротаихинской впадины // Вести газовой науки. – 2016. – №. 1 (25).
- Атлас нефтегазоносности и перспектив освоения запасов и ресурсов углеводородного сырья Ненецкого автономного округа. – Нарьян-Мар, ГУП НАО «НИАЦ», 2004, - 112 с.
- Баженова Т. К. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна. – 2008.
- Георгиевский Б. В., Бочкарев В. А. Оценка вероятности геологического успеха при поисках месторождений УВ (на примере объектов Западной Африки) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – №. 8. – С. 4-19.
- Государственная геологическая карта Российской Федерации, масштаб 1:1 000 000 (новая серия), лист R-(40)-42 – о. Вайгач – п-ов Ямал – С.-Пб.: ВСЕГЕИ, 2000.
- Данилевский С. А., Склярова З. П., Трифачев Ю. М. Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции // Ухта: ГУП «Тимано-Печорский научно-исследовательский центр. – 2003. – С. 298.
- Жемчугова В. А. Природные резервуары в карбонатных формациях Печорского нефтегазоносного бассейна. – Издательство Московского государственного горного университета, 2002.
- Жемчугова В. А. Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем // М.: РГУ нефти и газа им ИМ Губкина. – 2014.
- Журавлёв В. А., Кораго Е.А. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Северо-Карско-Баренцевоморская. Лист R-39,40 – о. Колгуев – прол. Карские Ворота. Объяснительная записка. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2014. 405 с.
- Кириллов А.С., Закревский К.Е. Практикум по сейсмической интерпретации в RETREL. М.: Издательство МАИ-ПРИНТ, 2014. - 288 с.
- Куранов А.В. Невостробованные нефтегазовые объекты Тимано-Печорской провинции, их углеводородный потенциал и перспективы вовлечения в освоение: диссертация на соискание ученой степени кандидата геол.-минерал. наук. ООО «ТП НИЦ», Ухта, 2015
- Малышев Н.А. Тектоника, эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов Европейского севера // Уральское отд. РАН, Коми науч. центр, Екатеринбург, 2004. – 268 С.
- Нефтегазоносность и геолого-геофизическая изученность Тимано-Печорской провинции: история, современность, перспективы. Ухта, Сб. КРО РАЕН, 1999, 1061 с.
- Никонов Н.И., Богацкий В.И., Мартынов А.В. и др., Тимано-Печорский седиментационный бассейн. Атлас геологических карт. Ухта, Рес. Коми, 2000.
- Прищепа О. М. и др. Перспективы нефтегазоносности и программа изучения Коротаихинской впадины // Геология нефти и газа. – 2009. – №. 2. – С. 2-8.
- Прищепа О.М., Баженова Т.К., Богацкий В.И. Нефтегазоносные системы Тимано-Печорского осадочного бассейна (включая акваториальную печороморскую часть) // Геология и геофизика. 2011. Выпуск 8. С. 1129-1150.
- Соборнов К. О., Астафьев Д. А. Строение, формирование и нефтегазоносный потенциал северной части Коротаихинской впадины, Баренцево море // Вести газовой науки. – 2017. – №. 4 (32).
- Ступакова А. В. и др. Перспективы нефтегазоносности Коротаихинской впадины Тимано-Печорского бассейна // Георесурсы. – 2017. – №. Спецвыпуск ч. 1.
- Тимонин Н. И. Печорская плита: история геологического развития в фанерозое // Екатеринбург: УрО РАН. – 1998. – Т. 1. – С. 240.
- Шейн В.С., Фортунатова Н.К., Алференок А.В. и др. Геодинамическая эволюция и перспективы нефтегазоносности бассейнов Восточно-Европейской платформы // Геология нефти и газа. – 2013, № 6, с. 3-12.
- Шишкин М. А., Шкарубо С. И., Молчанова Е. В., Маркина Н. В. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Южно-Карская. Лист R-41 – Амдерма. Объяснительная записка. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2012. 383 с.
- Юдин В. В., Юдин С. В. Тектонотипический разрез Коротаихинской впадины // Вестник Института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. – 2018. – №. 7. – С. 10-15.
- Fossum B. J., Grant N. T., Vyurchieva B. V. Petroleum system evaluation of the Korotaiikha fold-belt and foreland basin, Timan-Pechora, Russia // Search and Discovery.–2013.–Article. – 2013. – №. 10491.

Фондовая

- Горшков А.С. и др., Отчет о выполнении работ «Создание геолого-геофизической модели строения акваториального продолжения (Печорское море) Коротаихинской впадины и Вашуткина-Талотинской складчато-надвиговой зоны (на основе региональных сейсморазведочных работ)» (Государственный контракт № К.41,2013.008), ГНЦ ФГУГП «Южморгеология», 2016
- Супруненко О.И. и др. Оценить перспективные и прогнозные ресурсы Баренцева и Карского морей. Отчет по объекту № 70 (Государственный контракт № ВК-02-06/365 от 16 октября 2002 г.). ВНИИОкеангеология, С.-Пб., 2004.