1755 1938 1945 2018

Перспективы открытия нефтяных месторождений в пределах восточной части шельфа Печорского моря

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

Ухта 2022

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

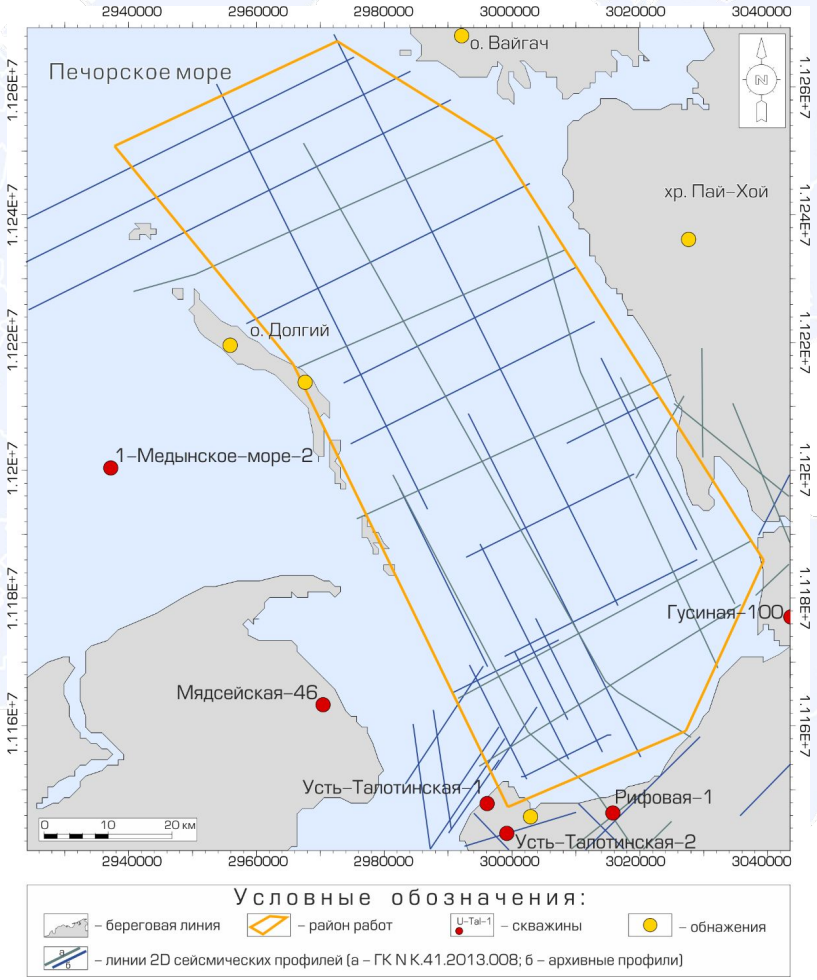
Район исследования:

Морское продолжение Коротаихинской впадины

Шельф Печорского моря

Ближайший окружной центр – г. Нарьян-Мар.

Карта фактического материала

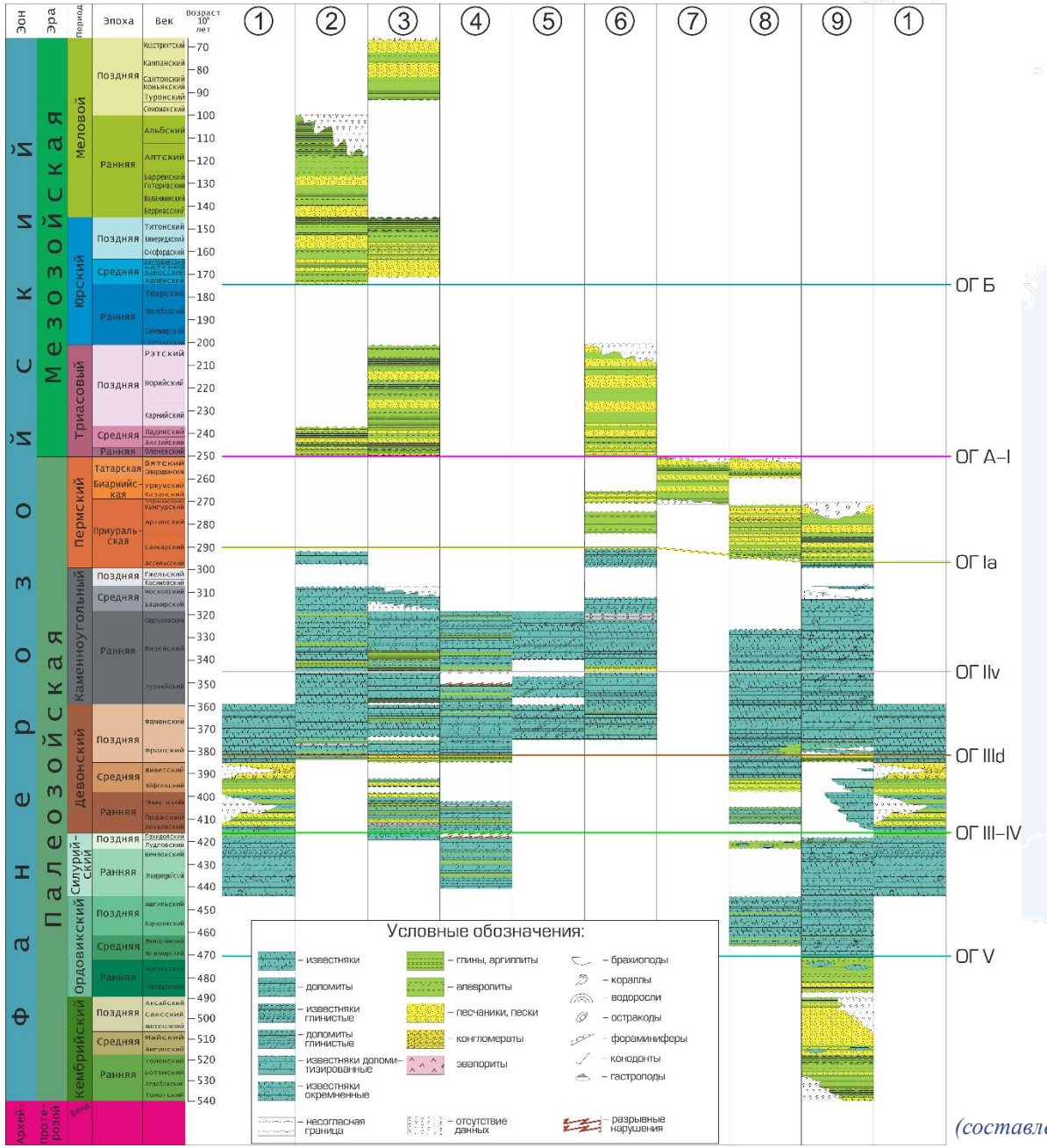


Фактический материал:

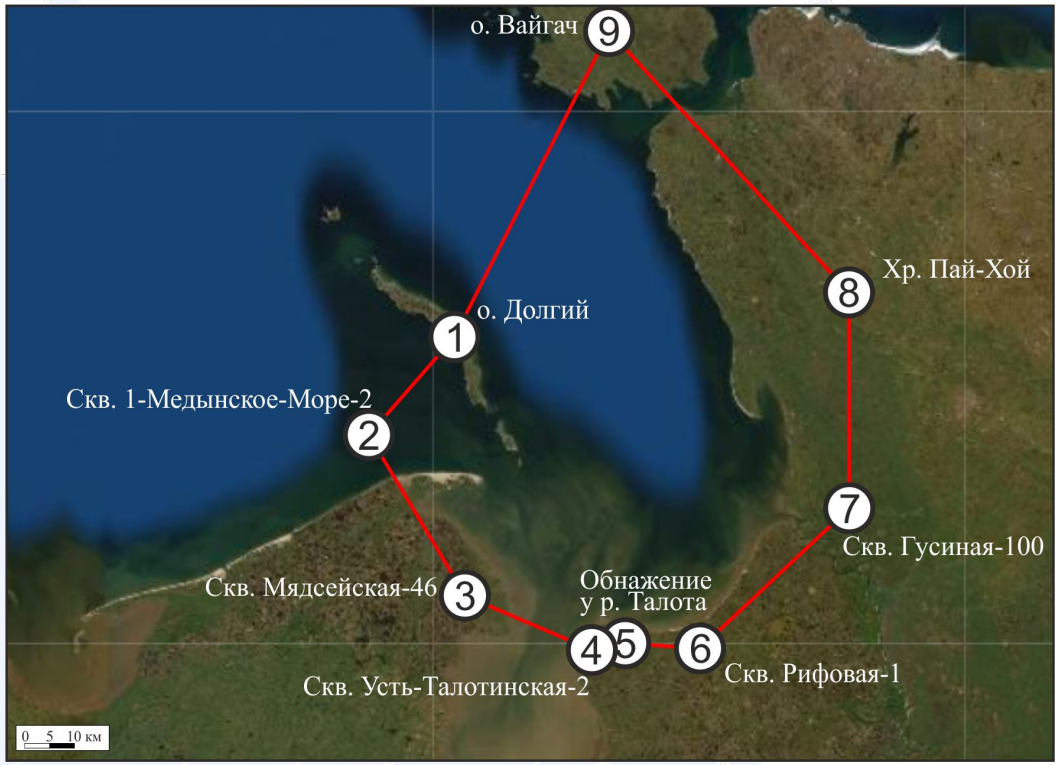
- 1700 пог. км сейсмических 2D профилей в формате sgy (Росгеолфонд)
- 6 скважин с комплексом методов ГИС в формате las (Росгеолфонд)
- описания обнажений (ВСЕГЕИ, 2014; Еременко и др., 2009; Патрунов и др., 1980; Сидоренко и др., 1970)

Все данные собраны в проект в ПО Petrel.

Стратиграфический очерк



Карта с опорными точками разрезов обрамления морской части Коротаихинской впадины



Фундамент:

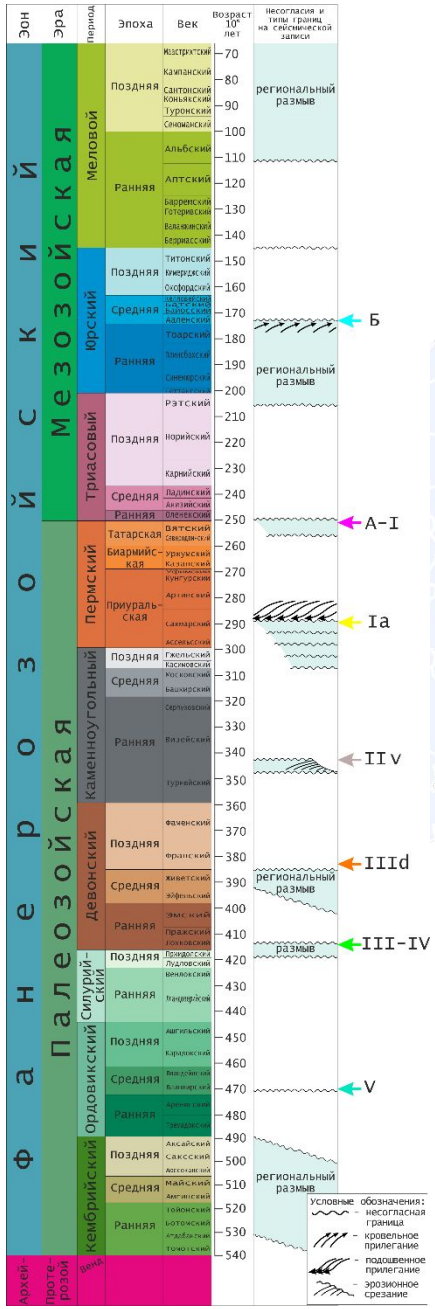
- Верхнепротерозойский сланцевый комплекс

Осадочный чехол:

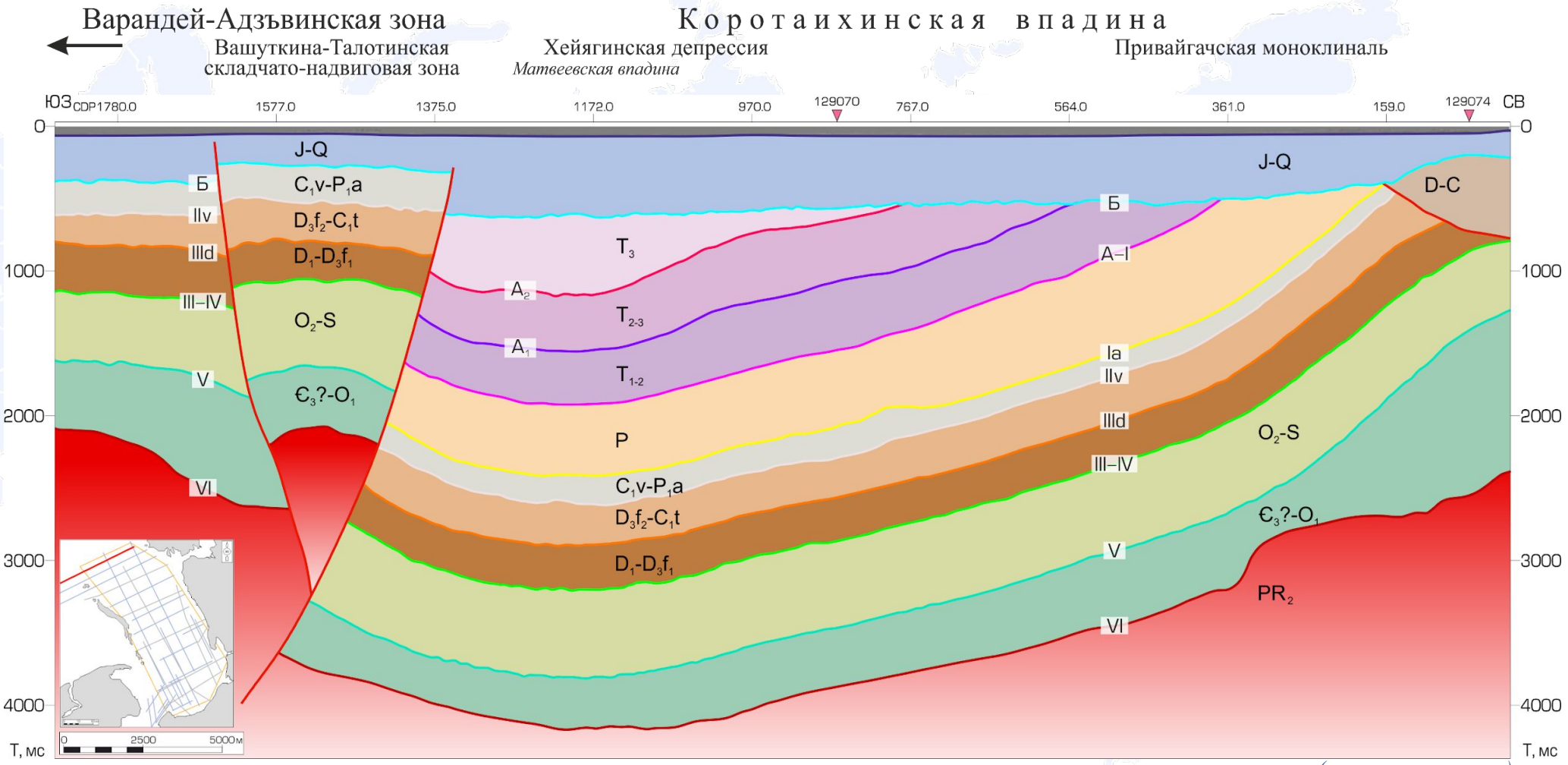
- Орогенные молассовые формации P и T, мощность до 6 км
- Доорогенные формации – от лагунных эвапоритов, прибрежно-морских песчаников и глин до морских мелководных и относительно глубоководных известняков, глин и силицитов

(составлено автором)

Структурная интерпретация сейсмических данных



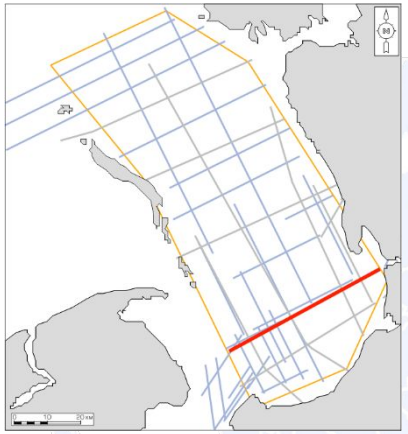
Сейсмогеологический профиль 129023, ориентированный вкрест структур Коротаихинской впадины



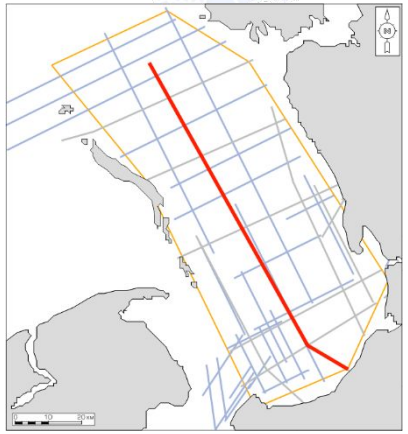
(составлено автором)

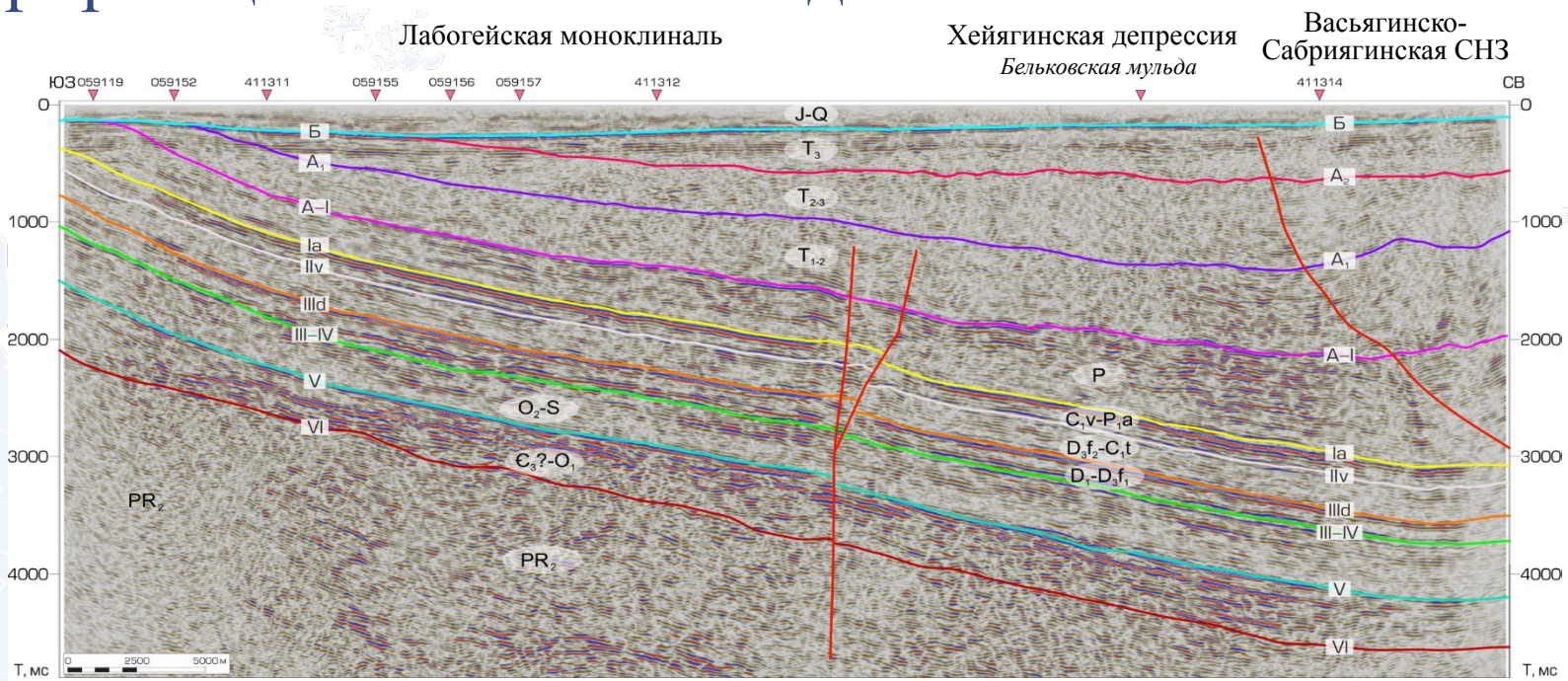
Структурная интерпретация сейсмических данных

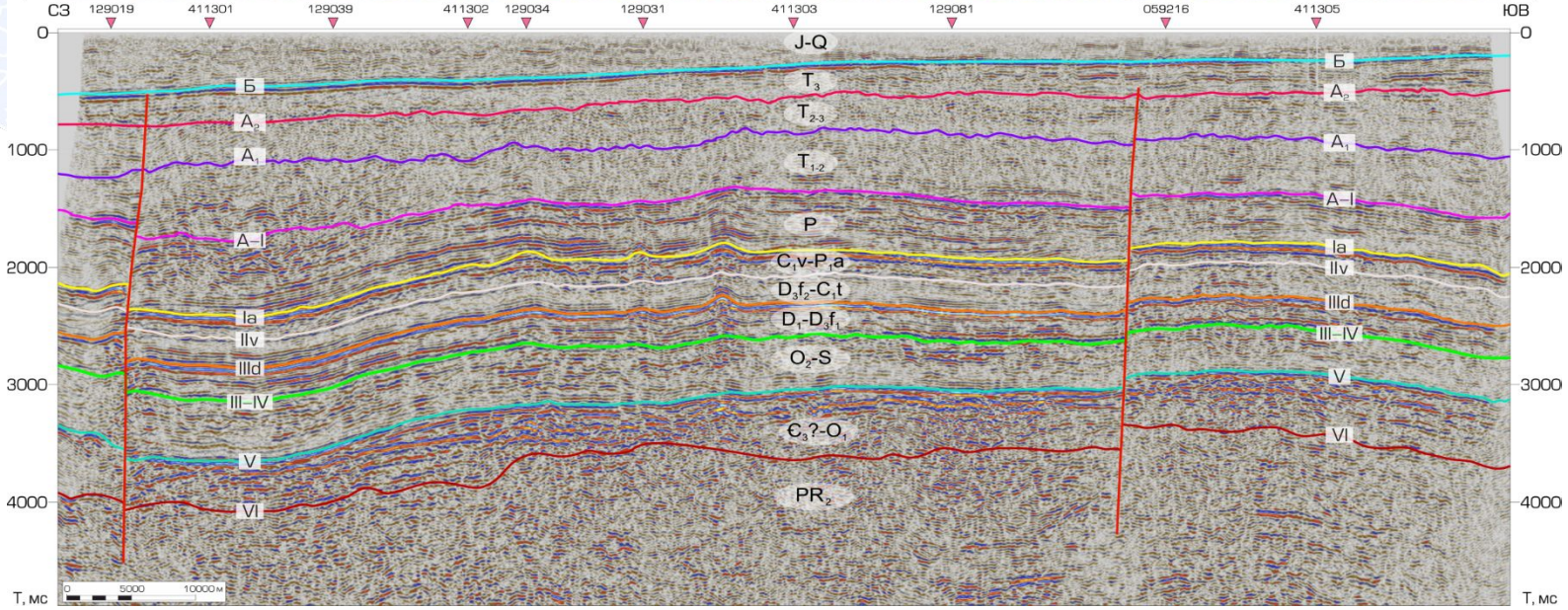
Сейсмогеологический профиль 411304



Сейсмогеологический профиль 411312

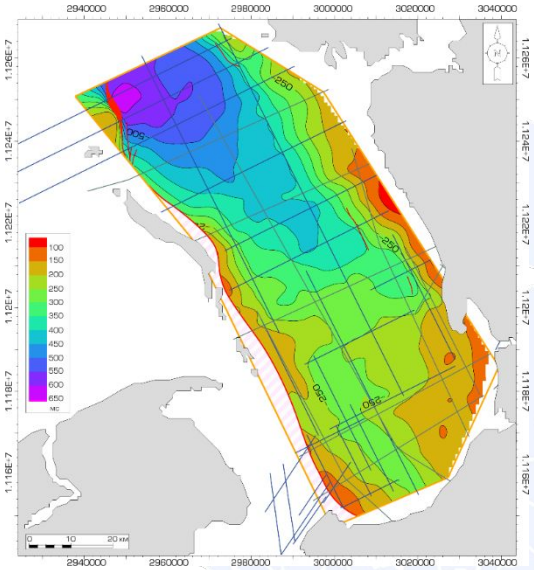




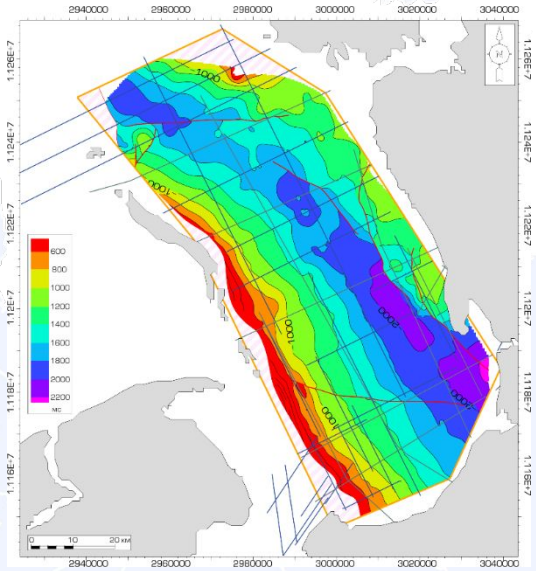


Карты изохрон

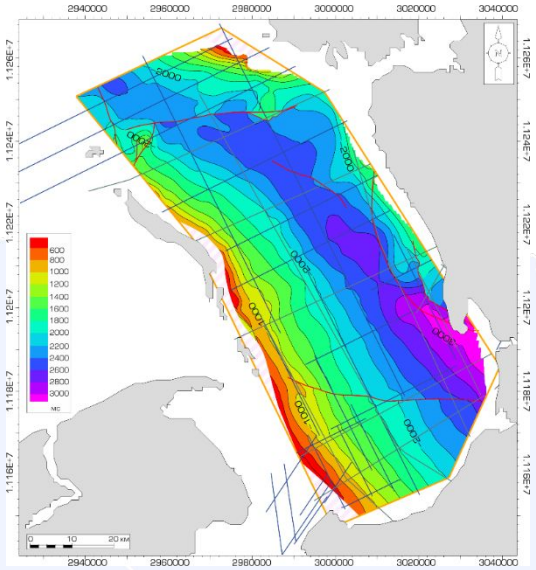
Карта изохрон ОГ Б



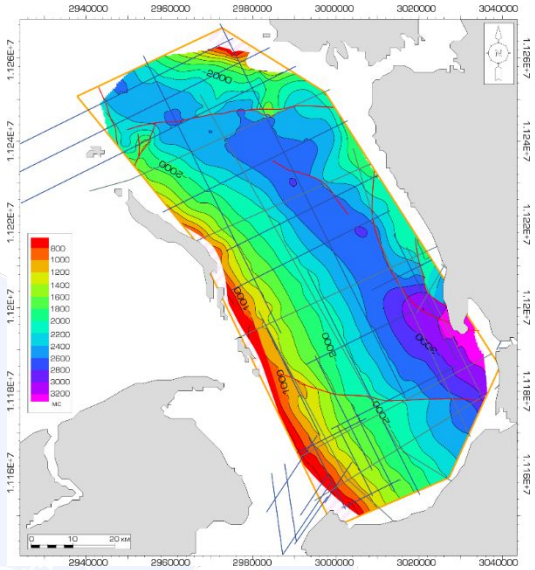
Карта изохрон ОГ А-I



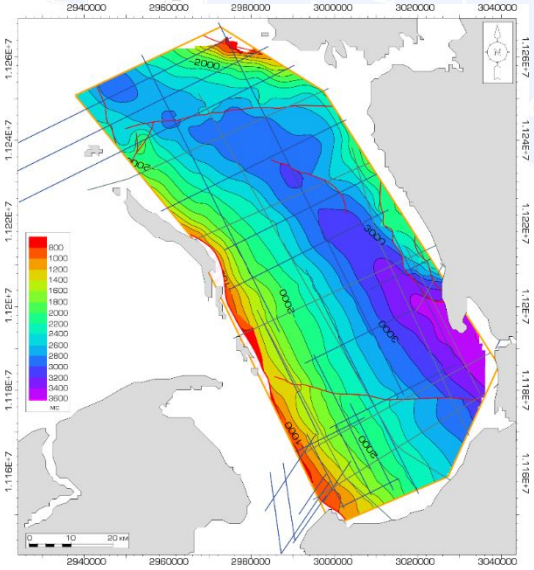
Карта изохрон ОГ Ia



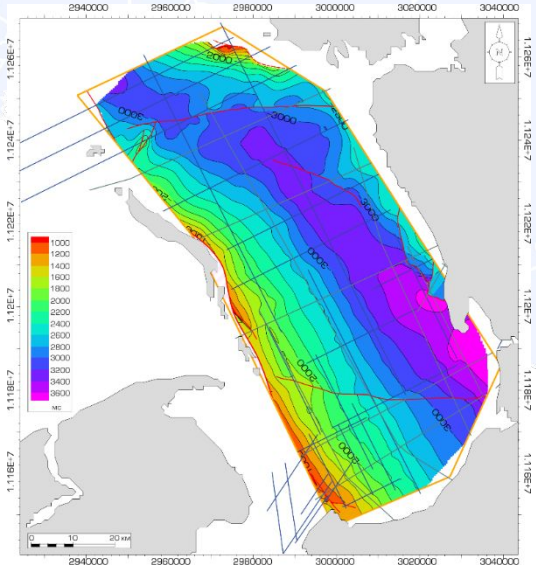
Карта изохрон ОГ IIv



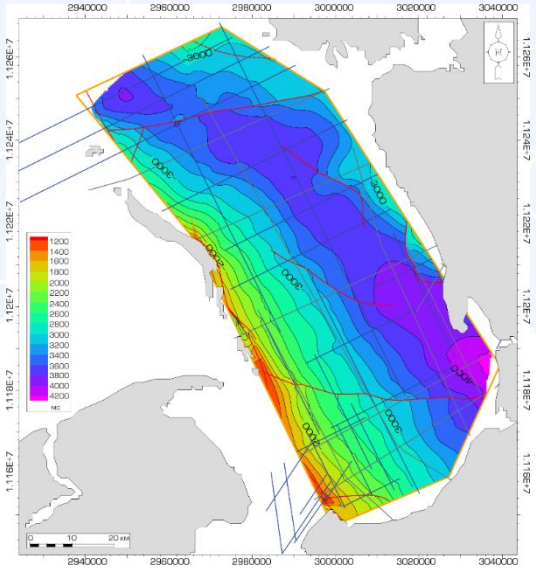
Карта изохрон ОГ IIId



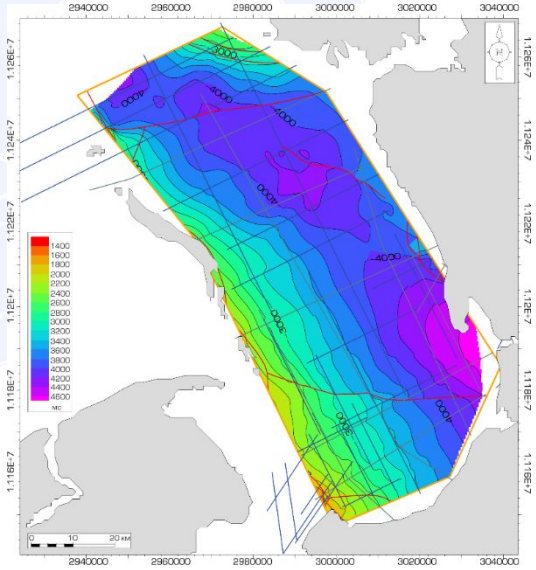
Карта изохрон ОГ III-IV



Карта изохрон ОГ V



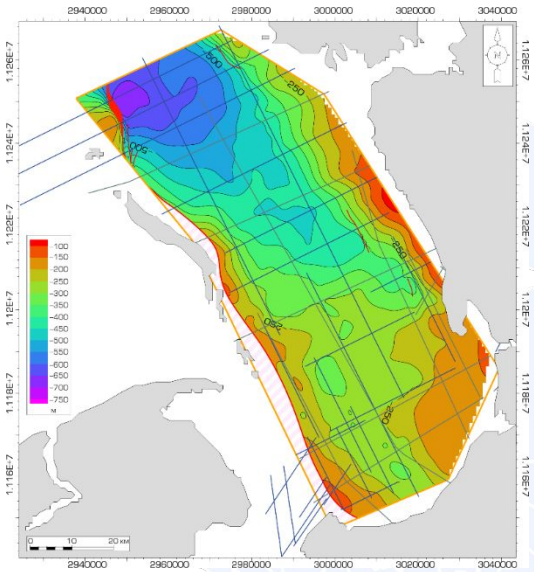
Карта изохрон ОГ VI



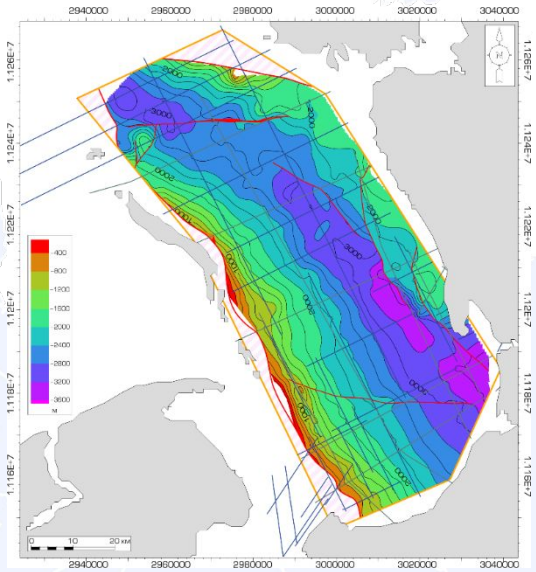
– изохроны, мс – полигон картопостроения – линии сейсмических профилей 2D – разрывные нарушения – береговая линия – отсутствие отложений

Структурные карты

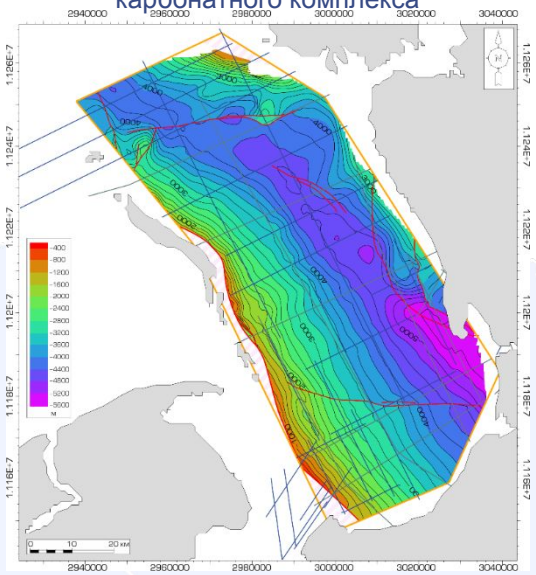
подошва юрских отложений



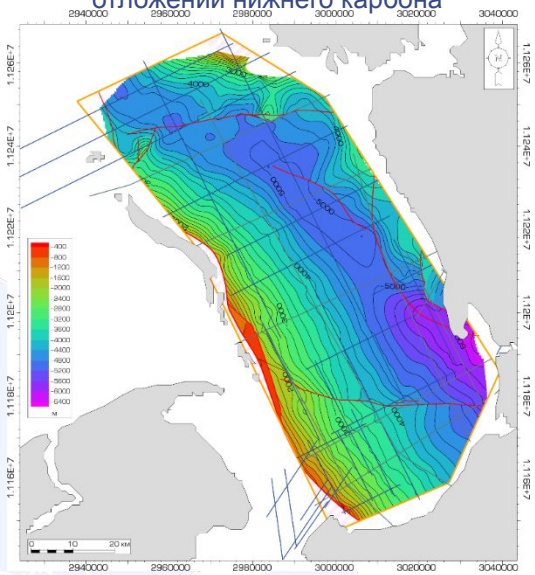
подошва триасовых отложений



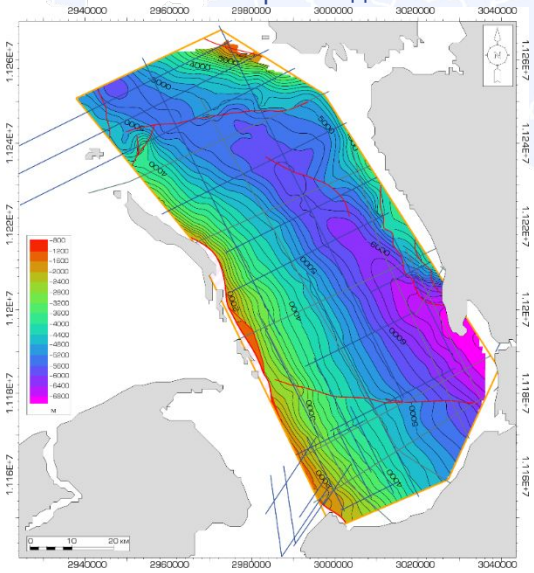
кровля каменноугольно-нижнепермского карбонатного комплекса



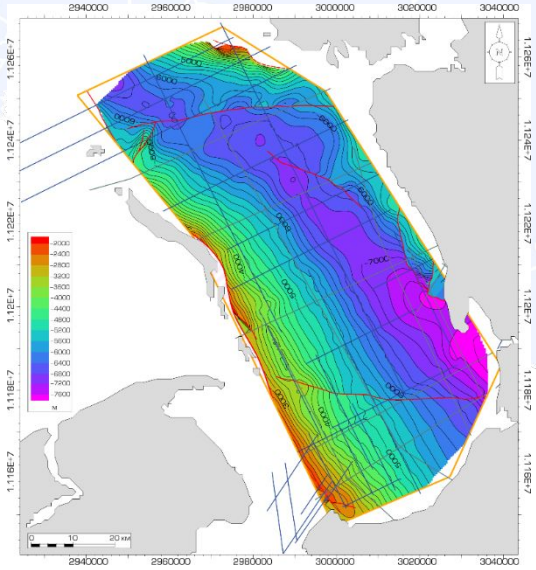
подошва визейских отложений нижнего карбона



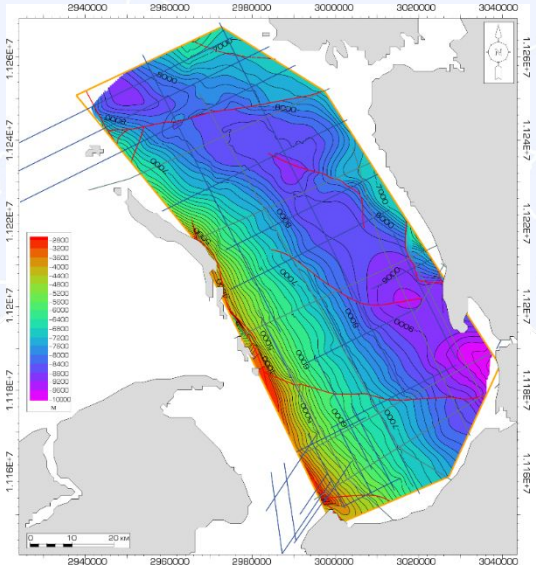
подошва доманиковых отложений верхнего девона



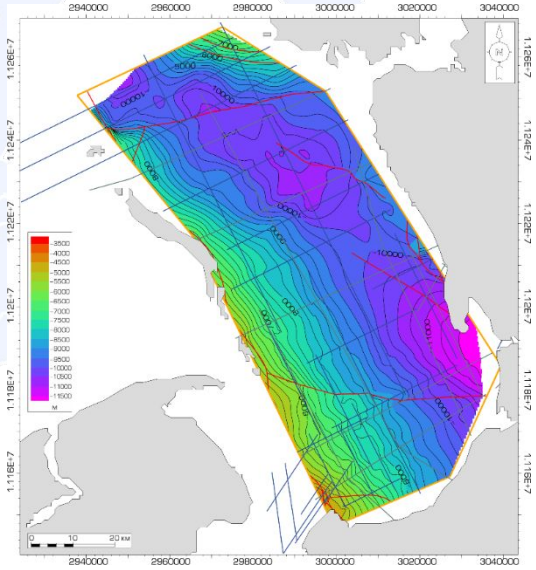
кровля силурийских отложений



подошва карбонатных отложений среднего ордовика



поверхность байкальского фундамента



– изогипсы, м

– полигон картопостроения

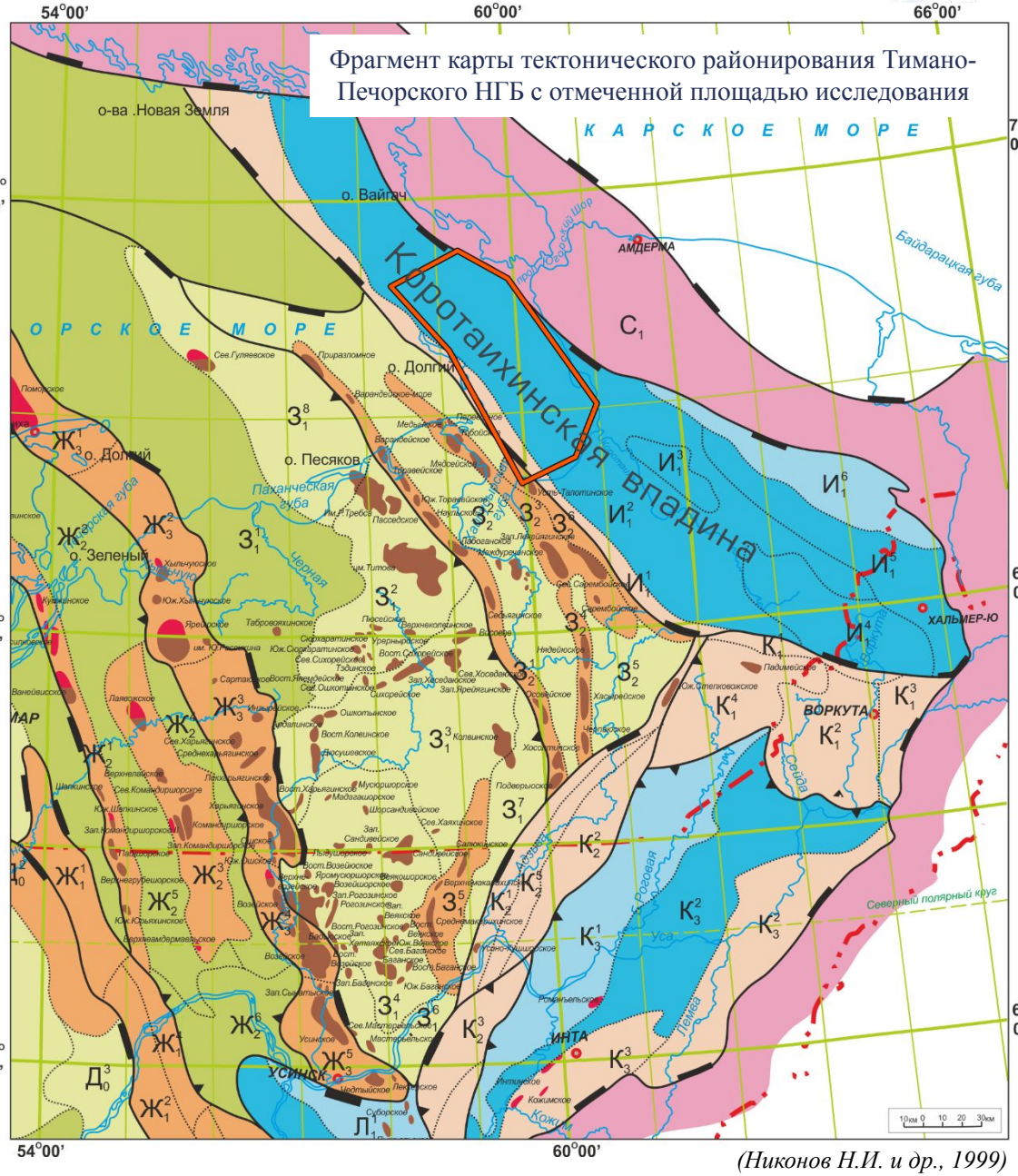
– линии сейсмических профилей 2D

– разрывные нарушения

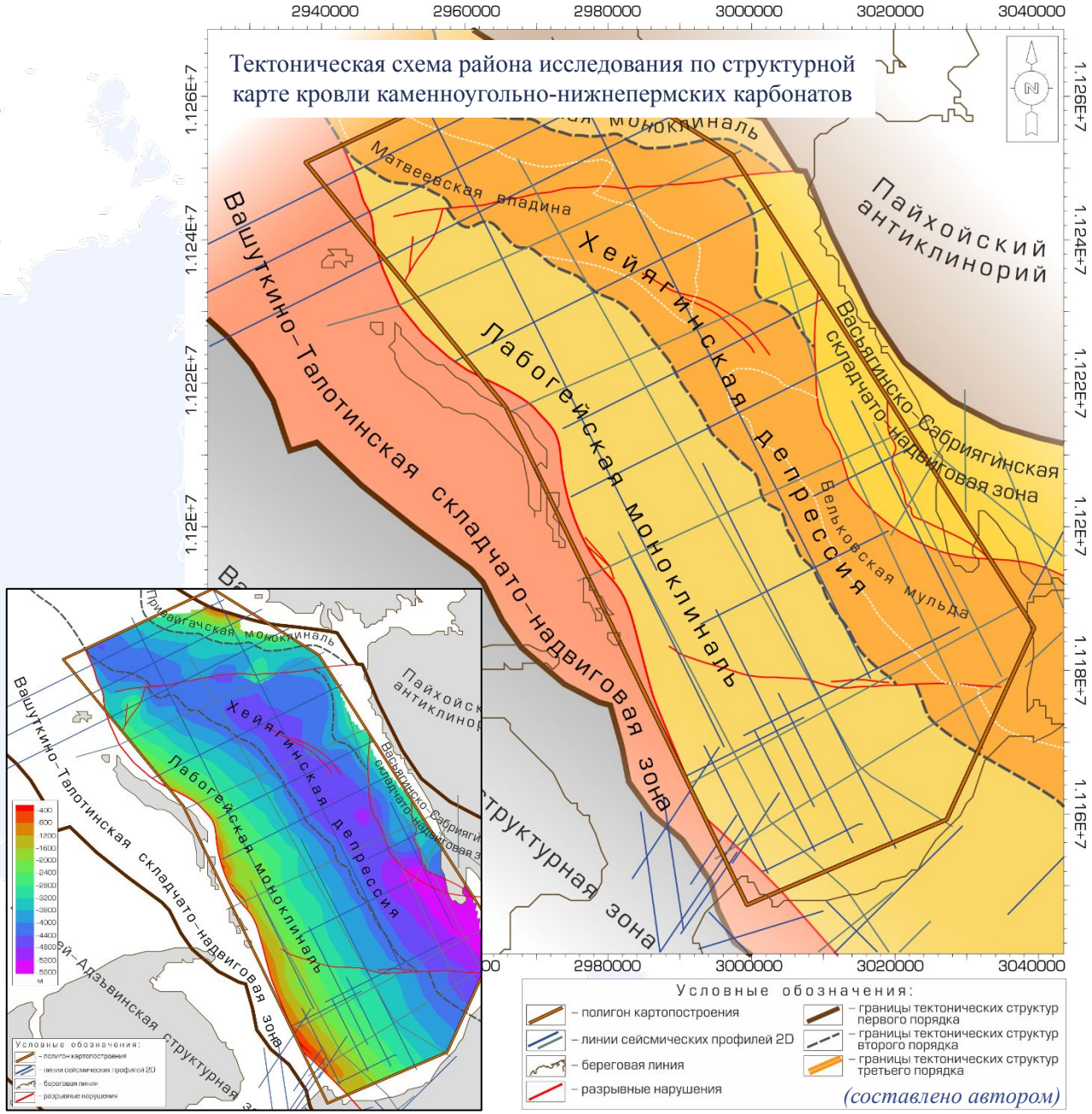
– береговая линия

– отсутствие отложений

Тектоническое строение



(Никонов Н.И. и др., 1999)



(составлено автором)

Двумерное бассейновое моделирование

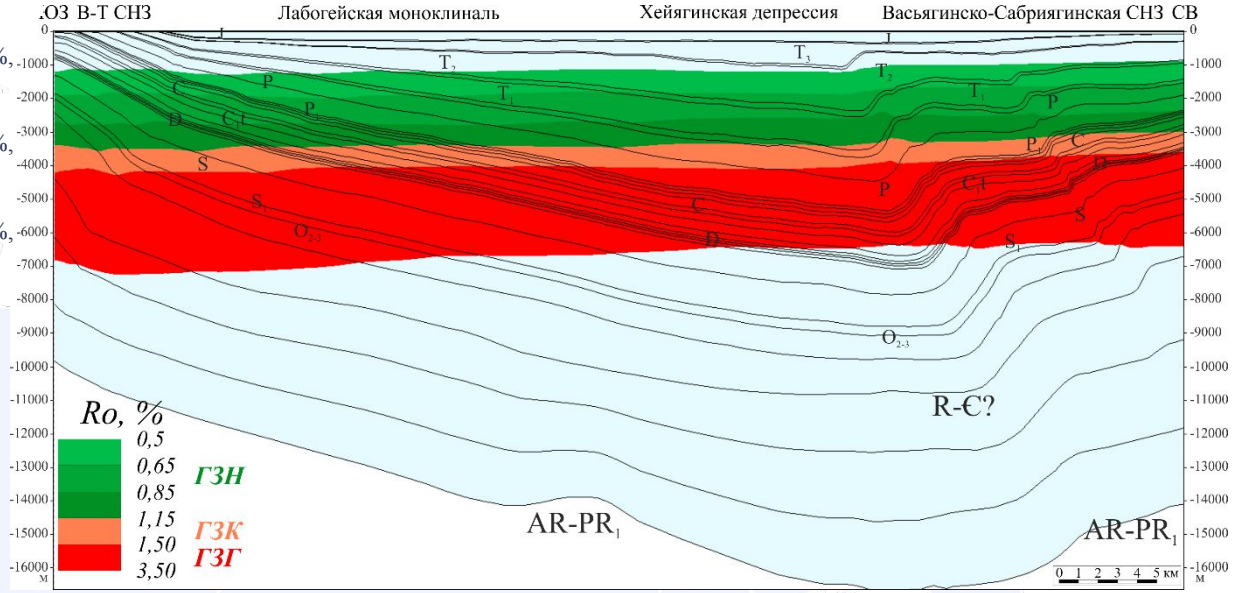
Характеристика НГМТ (исходные параметры)

- S_1v - известняки, доломиты, глинистые сланцы, $C_{орг}$=2%, HI = 450, I-II тип ОВ
- $D_3tm\text{-}sr$ – глинисто-карбонатные породы, $C_{орг}$=1%, HI = 500, I-II тип ОВ
- D_3dm – глинисто-кремнисто-карбонатные породы, $C_{орг}$=12%, HI=700, I-II тип ОВ
- C_1v - аргиллиты, HI = 400, $C_{орг}$=8%, II тип ОВ
- $P_1a\text{-}s$ – карбонатно-глинистые породы, $C_{орг}$=2%, HI = 350, II-III тип
- $P_1ar\text{-}k$ – аргиллиты, $C_{орг}$=2%, HI = 300, II-III тип ОВ
- T_1 - аргиллиты, Сорг=1,8%, HI = 350 II-III тип ОВ
- T_2 - аргиллиты, Сорг=1,8%, HI = 400, II тип ОВ
- T_3 - аргиллиты, Сорг=1,8%, HI = 300, II-III тип ОВ

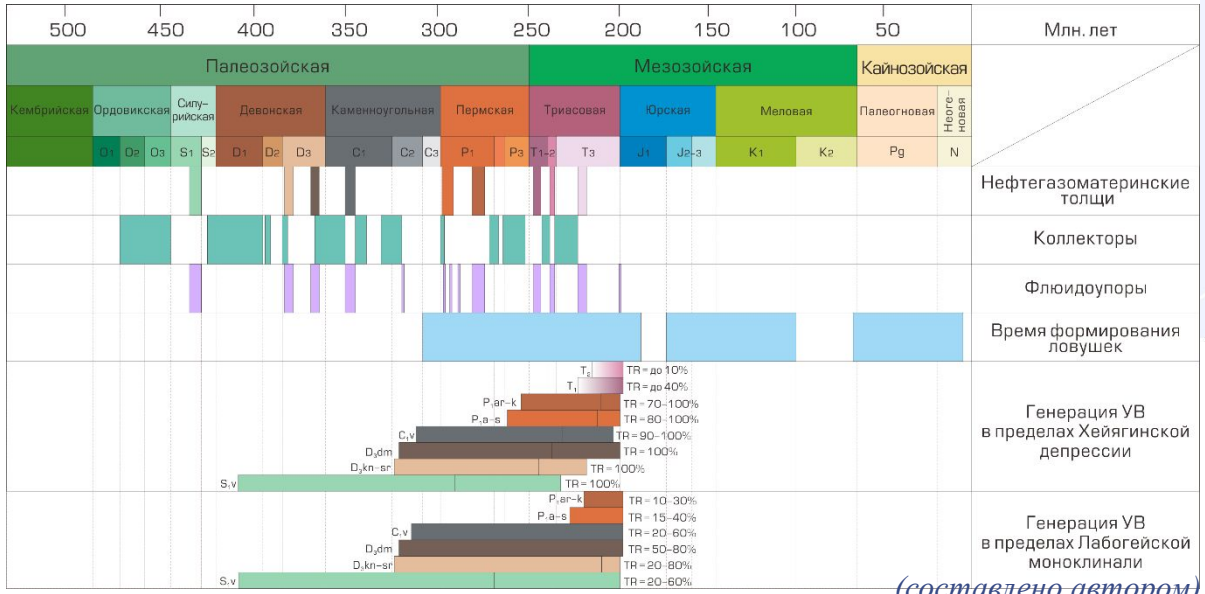
(Прищепа и др., 2008; Ступакова и др., 2017; Fossum, Grant., Byurchieva, 2013)

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

Степень катагенетической преобразованности осадочной толщи

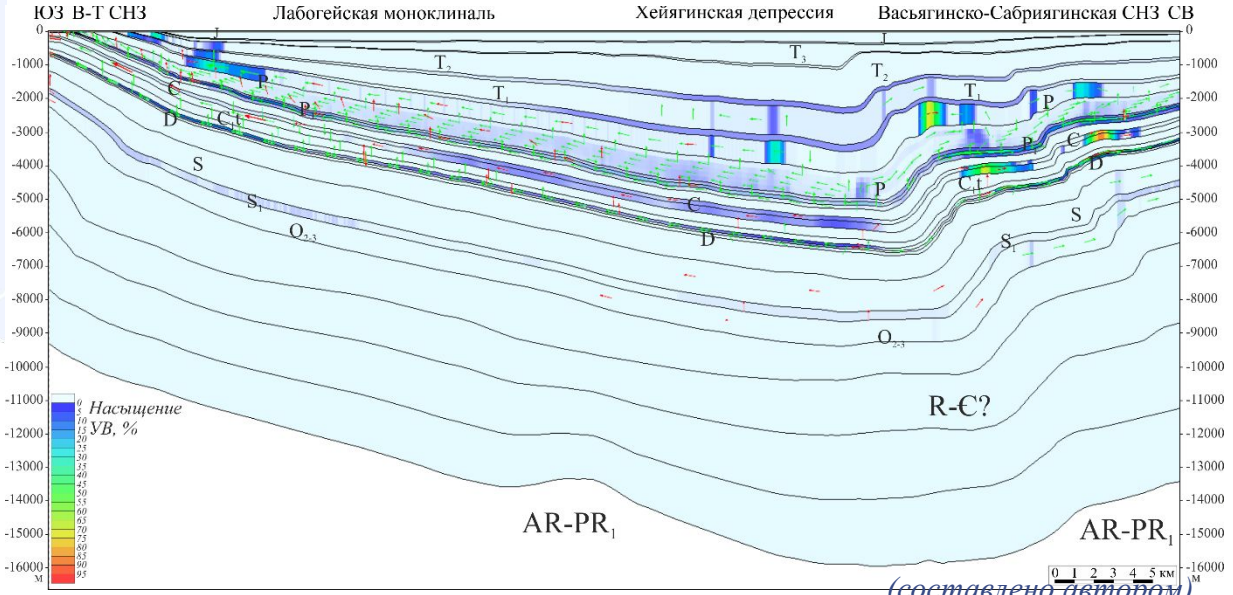


Шкала событий УВ систем Коротаихинской впадины



(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

$$Q = S \cdot h \cdot k_п \cdot k_н \cdot \rho_н \cdot \theta \cdot КИН$$

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

Q – ресурсы нефти (извлекаемая часть), т;
S – площадь нефтеносности, тыс. м^2;
h – эффективная нефтенасыщенная мощность пласта, м;
$k_п$ – коэффициент открытой пористости, доли единицы;
$k_н$ – коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли единицы;
$\rho_н$ – плотность нефти на поверхности, т/м^3;
θ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, доли единицы;
КИН – коэффициент извлечения нефти, доли единицы.

Оценка рисков

Pg - вероятность открытия залежи

$$Pg = P1 \cdot P2 \cdot P3 \cdot P4$$

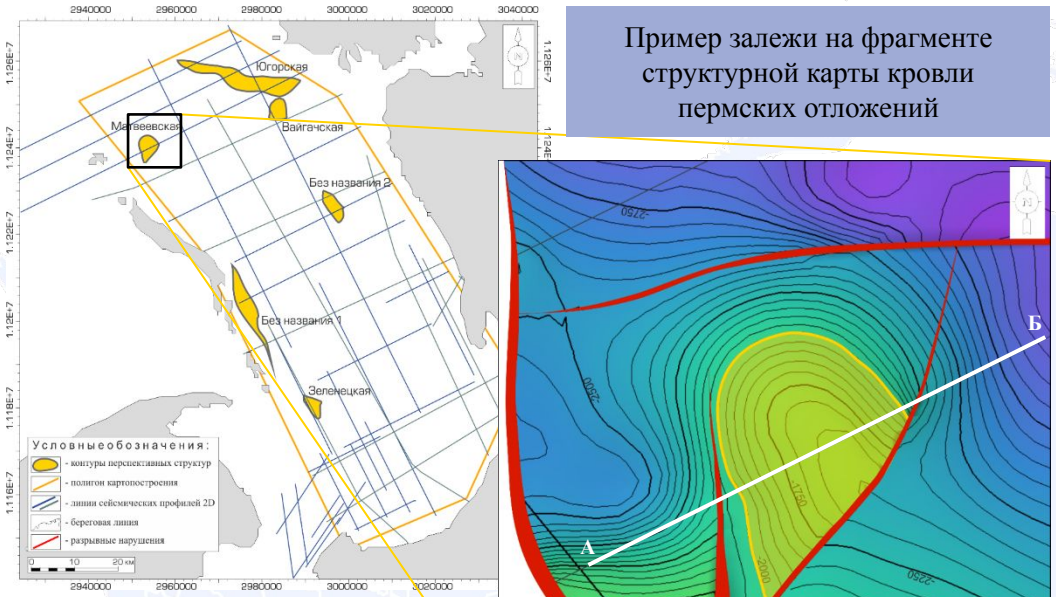
P1 – вероятность существования природного резервуара,
P2 – вероятность существования ловушки,
P3 – вероятность заполнения ловушки УВ флюидами,
P4 – вероятность сохранности залежи.

PoS – вероятность геологического успеха

$$PoS = 1 - (1-Pg_1) \cdot (1-Pg_2) \cdot (1-Pg_3) \cdot (1-Pg_n)$$

где Pg_n – вероятность успеха открытия n-ной залежи в пределах данной структуры

Перспективные локальные структуры

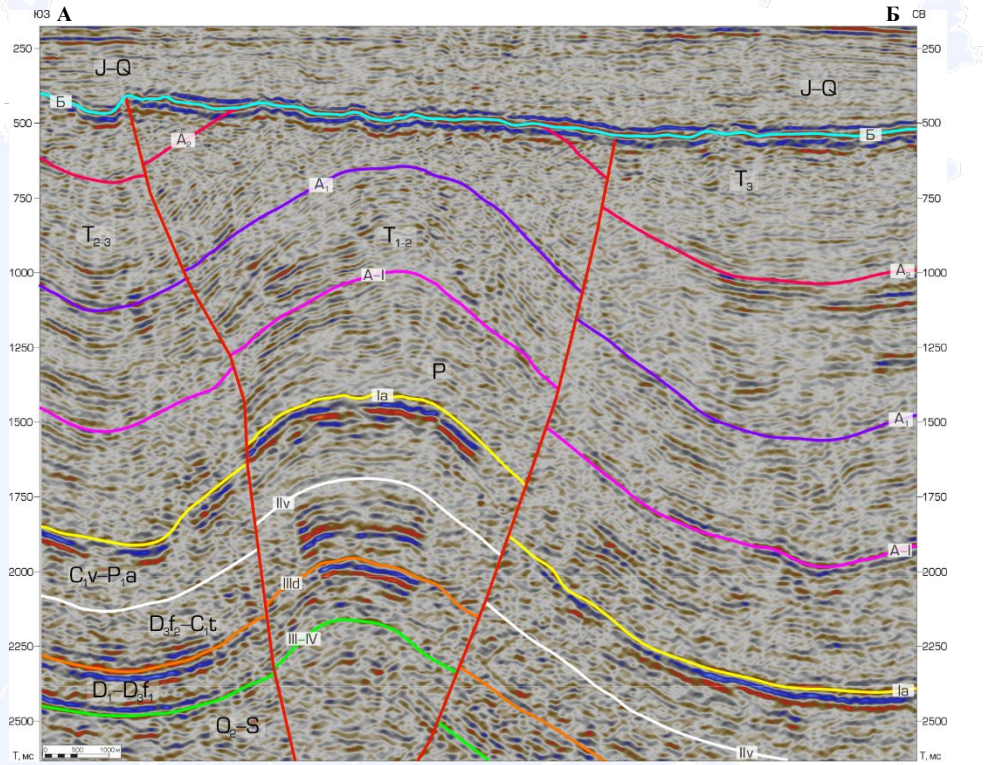


Пример залежи на фрагменте структурной карты кровли пермских отложений

Тип ловушки:
пластовая сводовая, тектонически экранированная

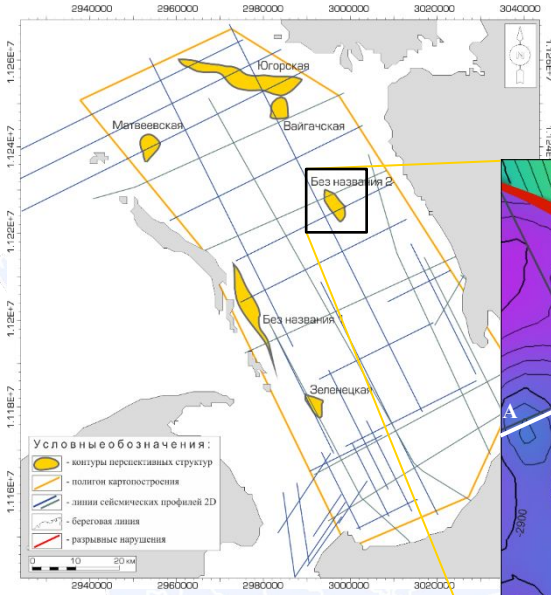
Месторождения аналоги:
P-T терр.: *Седьягинское, Лабаганское, Южно-Торавейское, Варандейское*
C_1v-P_1a: *Междуреченское, Медынское-Море*
D_3dm-C_1t: *Западно-Лекейягинское, Тобойско-Мядсейское*

Матвеевская структура

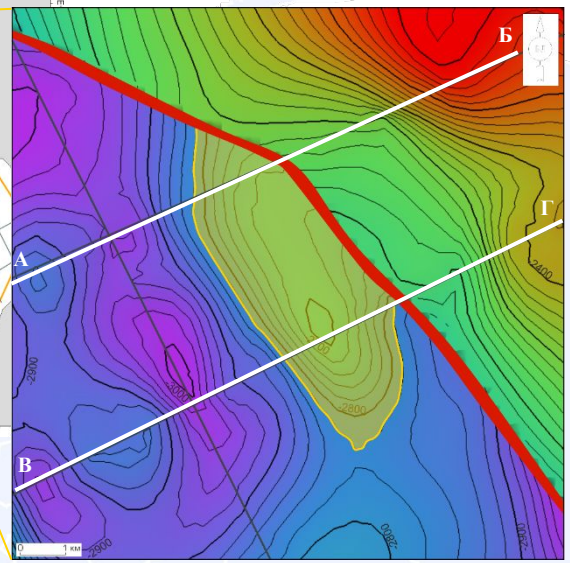


Комплекс	Контур ловушки, абс. м	Площадь ловушки, км^2	Средняя эффективная мощность, м	Пористость, д. е.	Нефтенасы-щенность, д. е.	Плотность нефти, т/м^3	Пересчетный коэф., д. е.	КИН	Ресурсы геол./извл., млн. т.	Pg
P-T терр.	-2000	15,40	15,8	0,20	0,63	0,95	0,95	0,20	27,7/5,5	0,05
C_1v-P_1a-s	-2750	7,50	20,6	0,12	0,86	0,92	0,97	0,20	14,2/2,8	0,04
D_3dm-C_1t	-3500	6,85	23,2	0,10	0,77	0,93	0,92	0,30	10,4/3,1	0,03

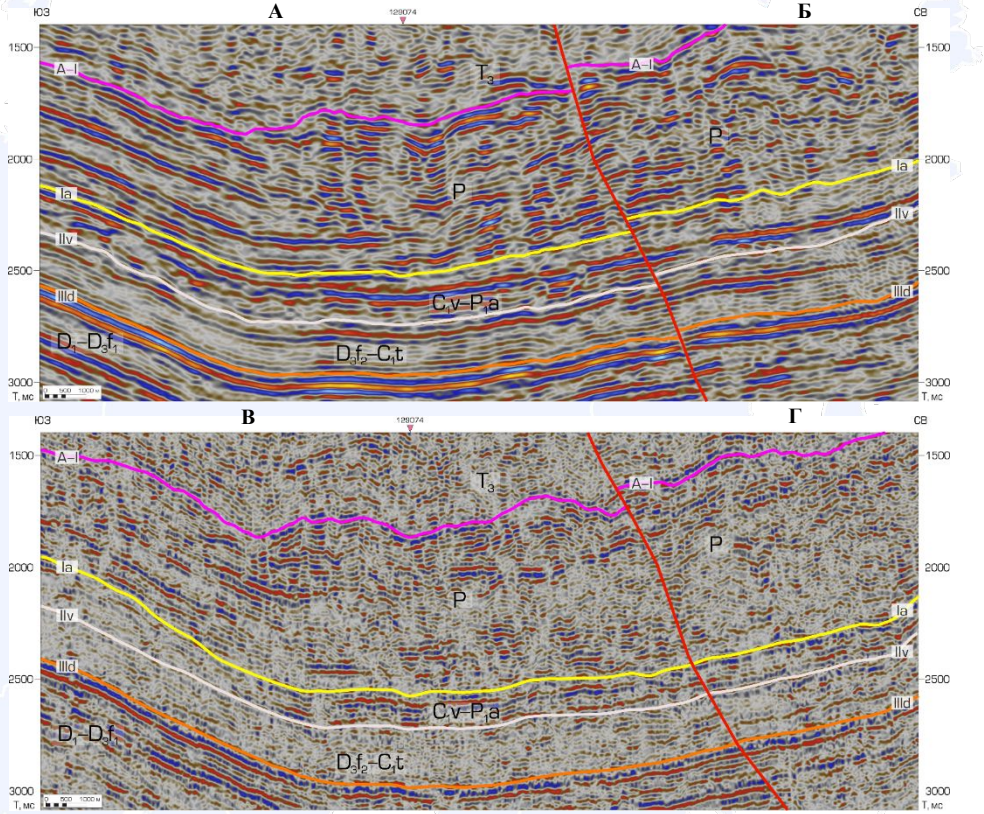
Перспективные локальные структуры



Фрагмент структурной карты кровли пермских отложений с отмеченной структурой



Структура без названия 1



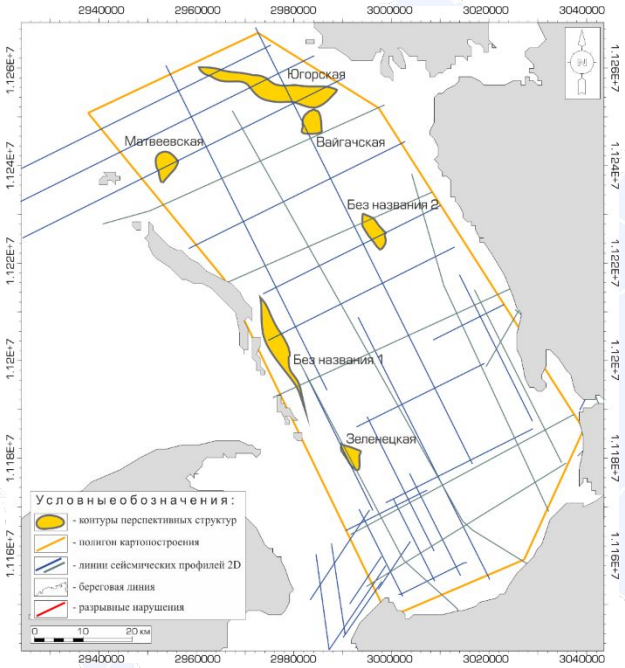
Тип ловушки:
пластовая сводовая, тектонически экранированная

Месторождения аналоги:
P-T 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.	Нефтенасы-щенность, д. е.	Плотность нефти, т/м^3	Пересчетный коэф., д.е.	КИН	Ресурсы геол./извл., млн. т.	Pg
P-T 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_1v-P_1a-s	D_3dm-C_1t	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 Коротаихинской впадины:*

161,5 млн. т.

*Суммарные **извлекаемые ресурсы** морского продолжения Коротаихинской 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 PETREL. М.: Издательство МАИ-ПРИНТ, 2014. - 288 с.

Куранов А.В. Невостребованные 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.

Шеин 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., Byurchieva B. V. Petroleum system evaluation of the Korotaikha 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.