



Итоги реализации Фазы-1 проекта «Евразия»

г. Астана, 2022 г.

ВВЕДЕНИЕ

Прикаспийский нефтегазоносный мегабассейн – уникальная, не имеющая аналогов геологическая структура.

Возможно только определение аналогов для определенных процессов:

- Возраст и размеры – Пермский, Тарим и др.
 - Условия формирования – Левант
 - Масштабный галокинез – Мексиканский Залив
- ✓ Общий объем сгенерированных только верхнепалеозойской (девонско-нижнепермской) частью разреза углеводородов оценивается в 8,6 трлн т.у.т.
- ✓ Объем эмигрировавших УВ - 4,7 трлн т.у.т.

СОДЕРЖАНИЕ

- Обоснование постановки работ
- Мировой опыт поисков глубокозалегающих залежей
- Ранжирование территории
- Бассейновое моделирование
 - Подготовка данных
 - Результаты моделирования
- Нерешенные проблемы
- Выводы и рекомендации

ОБОСНОВАНИЕ ПОСТАНОВКИ РАБОТ

Проект «Евразия» инициирован для оценки перспективности глубокозалегающих подсолевых отложений Прикаспийской впадины посредством проведения специальных региональных геологоразведочных работ с применением передовых, эффективных, наукоемких и инновационных технологий разведки, позволяющих достоверно изучить геологическое строение впадины до 20-25 км глубине и бурение одной сверхглубокой поисковой скважины до глубины 10-15 км и т.д.

Предполагается выполнение проекта в три этапа (Фазы):

Фаза-1. Сбор, анализ, переобработка и переинтерпретация региональных геолого-геофизических данных

Фаза-2. Отработка новых региональных сейсмических профилей

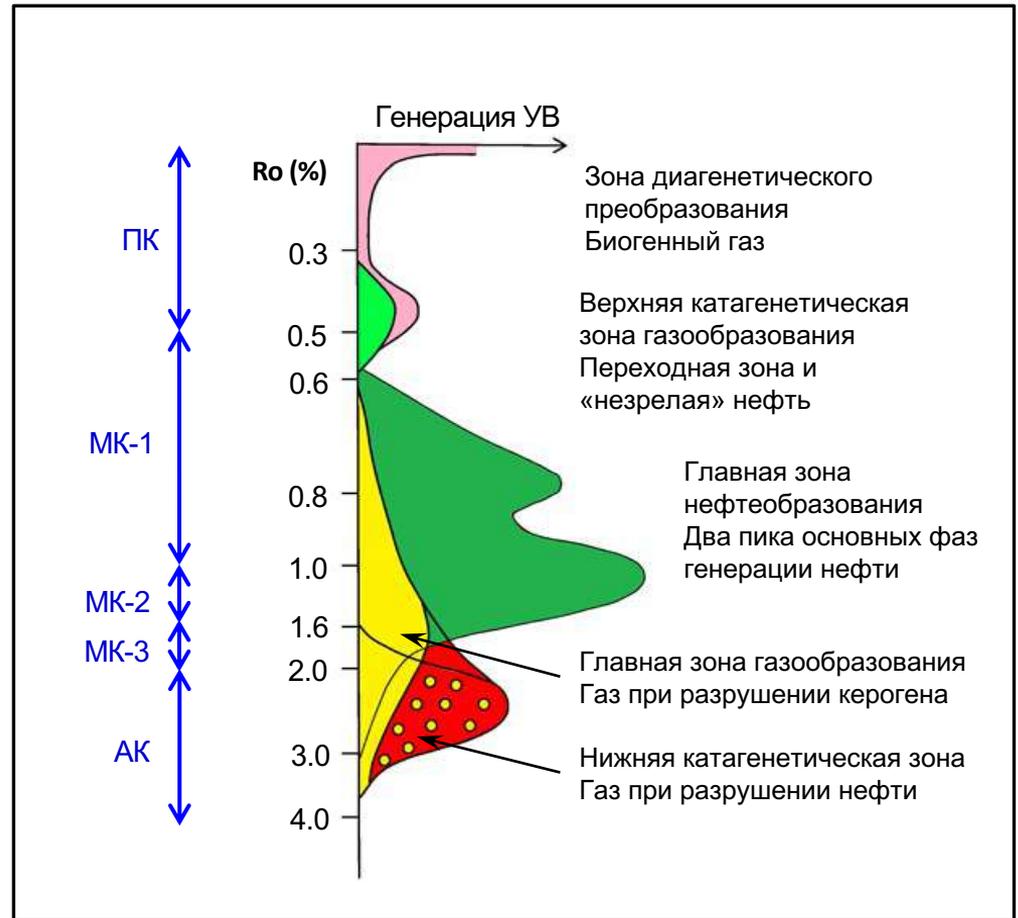
Фаза-3. Бурение сверхглубокой скважины глубиной до 15000 метров

Сравнение некоторых параметров бассейнов с глубоко залегающими УВ-системами

Бассейн	возраст коллектора	Градиент Температур °C/100м	Глубина вскрытого коллектора максимум, (м)	Глубина УВ системы максимум, (м)
Сонглиао (Китай)	J ₃ -K	3.8-4.2	5050	5400
Бохай Бэй (Китай)	Pg	3.0-3.8	5200	5900
Ордос (Китай)	Pr, €-O, C ₂₋₃	2.5-3.0	5350	6600
Сычуань (Китай)	€-O, S-C, P-T ₂	2.0-2.5	6450	7700
Джунгар (Китай)	C, P, T-K	1.8-2.8	6850	8200
Тарим (Китай)	€ (?), O-D, C, P, J-K	1.5-2.5	7990	9300
Уиллистон (США, Канада)	€, O, S, D, C-P, J-K	2.31-3.72	4900	?
Оман (Оман, ОАЕ)	Pr, €, O, C ₃ -P, K	1.87-1.95	>8000	6620
Каннинг (Австралия)	O, D ₃ , C ₂₃ -P, K	2.0-3.5	5200	?
Мексиканский Залив (США)	N-J ₂ (T)	1.16-2.1	10300	12000?
Прикаспийский (Казахстан. Россия)	D-C ₁₋₂ -P ₁	1.8-2.2	7000	?
Прикаспийский (Казахстан. Россия)	PZ ₁ (O-S) - ?	?	?	?

Обоснование возможности формирования и существования залежей УВ на больших глубинах

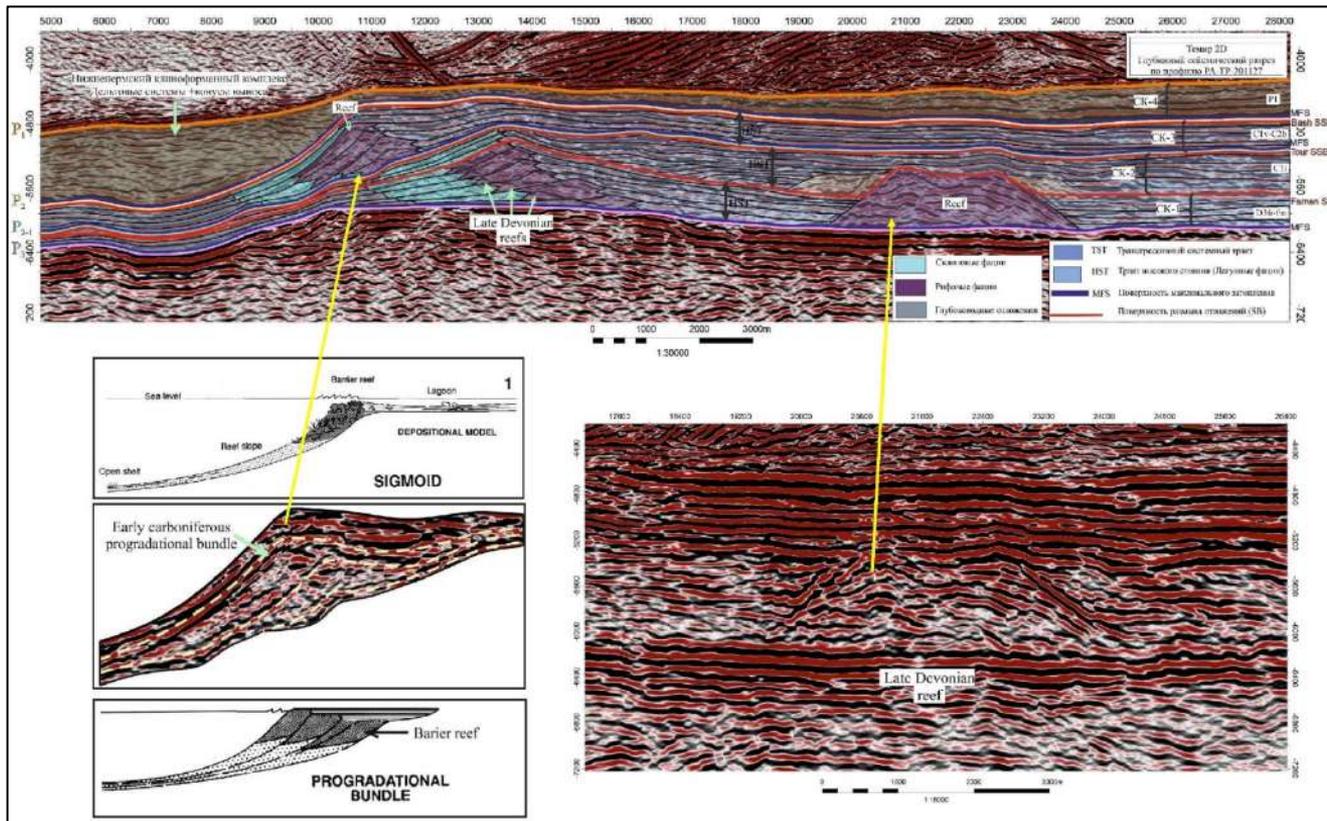
- Модель генерации УВ депрессии Чуангхин с двойным пиком нефтеобразования (Chuangxin); свита Феншенг (Fengcheng), нижне-пермского возраста (He Haiqing, 2021).
- Стрелками помечены зоны преобразования по Вассоевичу (1974)
- ПК – прото-катагенеза
- МК – мезо-катагенеза (1-слабого, 2-умеренного, 3-сильного)
- АК – апо-катагенеза



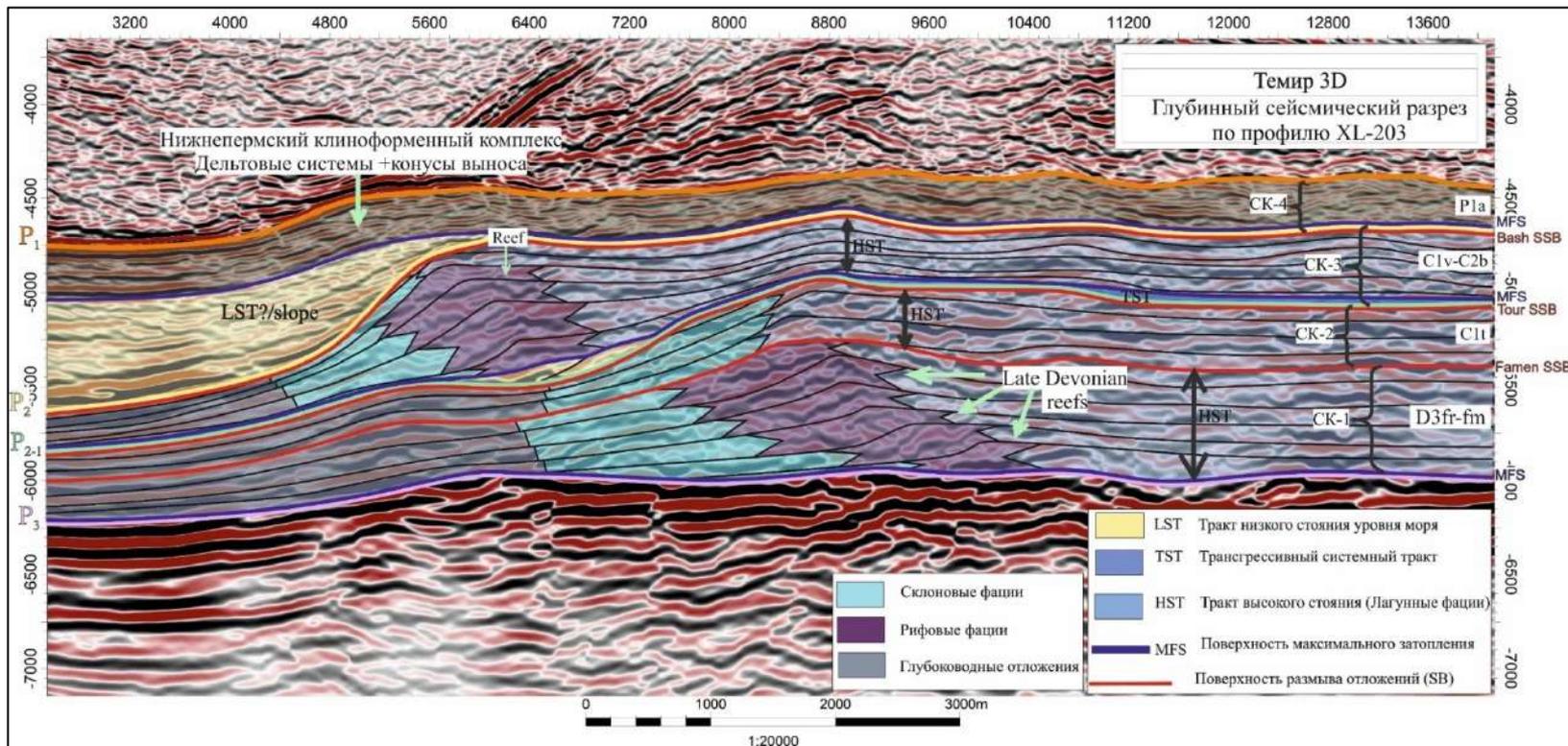
ТИПЫ ЛОВУШЕК

- Темирская платформа:
 - **Одиночные карбонатные постройки в осевой части**
 - **Барьерные рифы по периферии платформы (D_3, C_2)**
- Северный склон Астрахано-Актюбинской зоны поднятий
 - Одиночные постройки «тасымского» типа
- Центрально-Прикаспийская Депрессия
 - **Мощные терригенные конусы выноса**
- Северная Прибортовая зона
 - Карбонатные и терригенные глубоководные конусы выноса
 - Склоновые конусы выноса («полочные» смывы)
 - Одиночные постройки «карачаганакского» типа
 - Барьерные рифы (P_1)

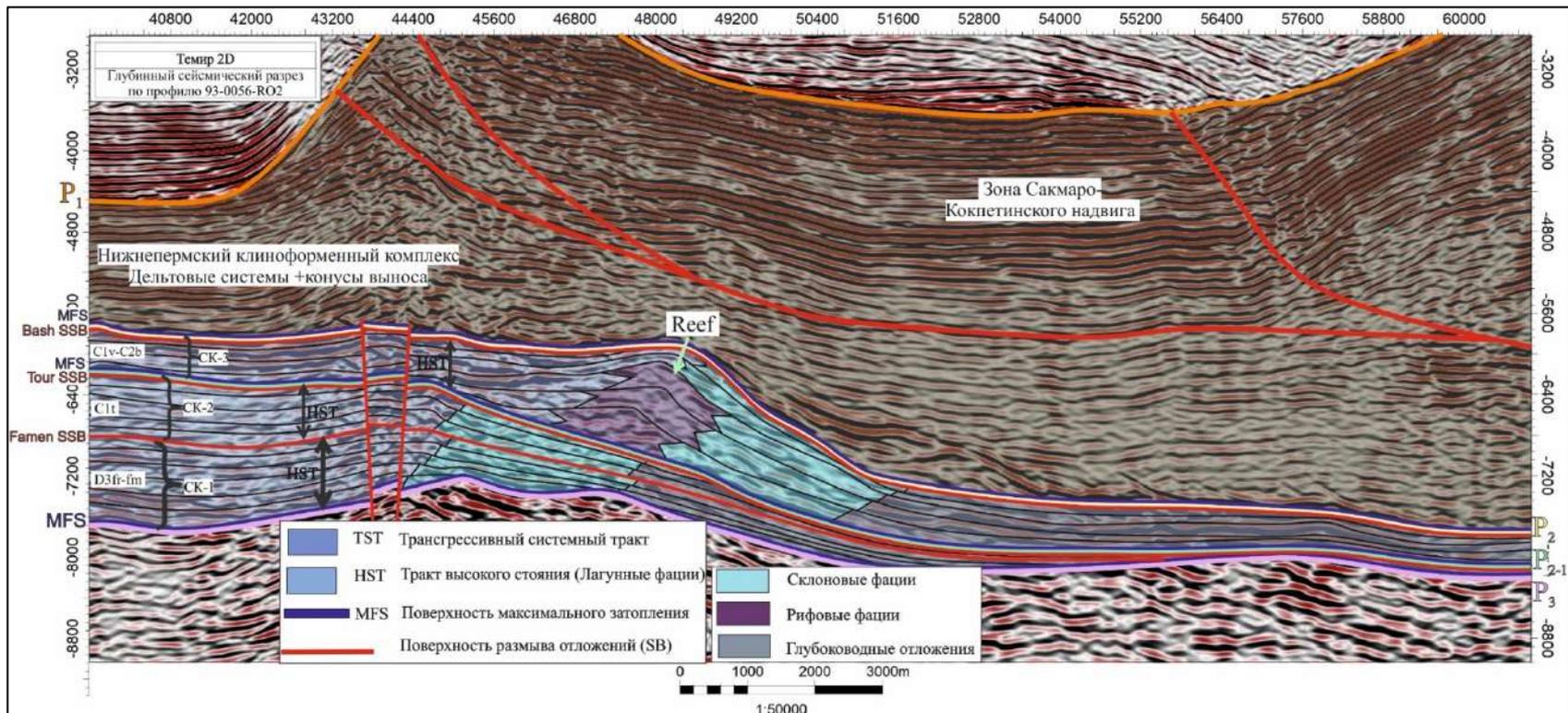
СЕДИМЕНТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ЗАПАДНОГО БОРТА ТЕМИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ



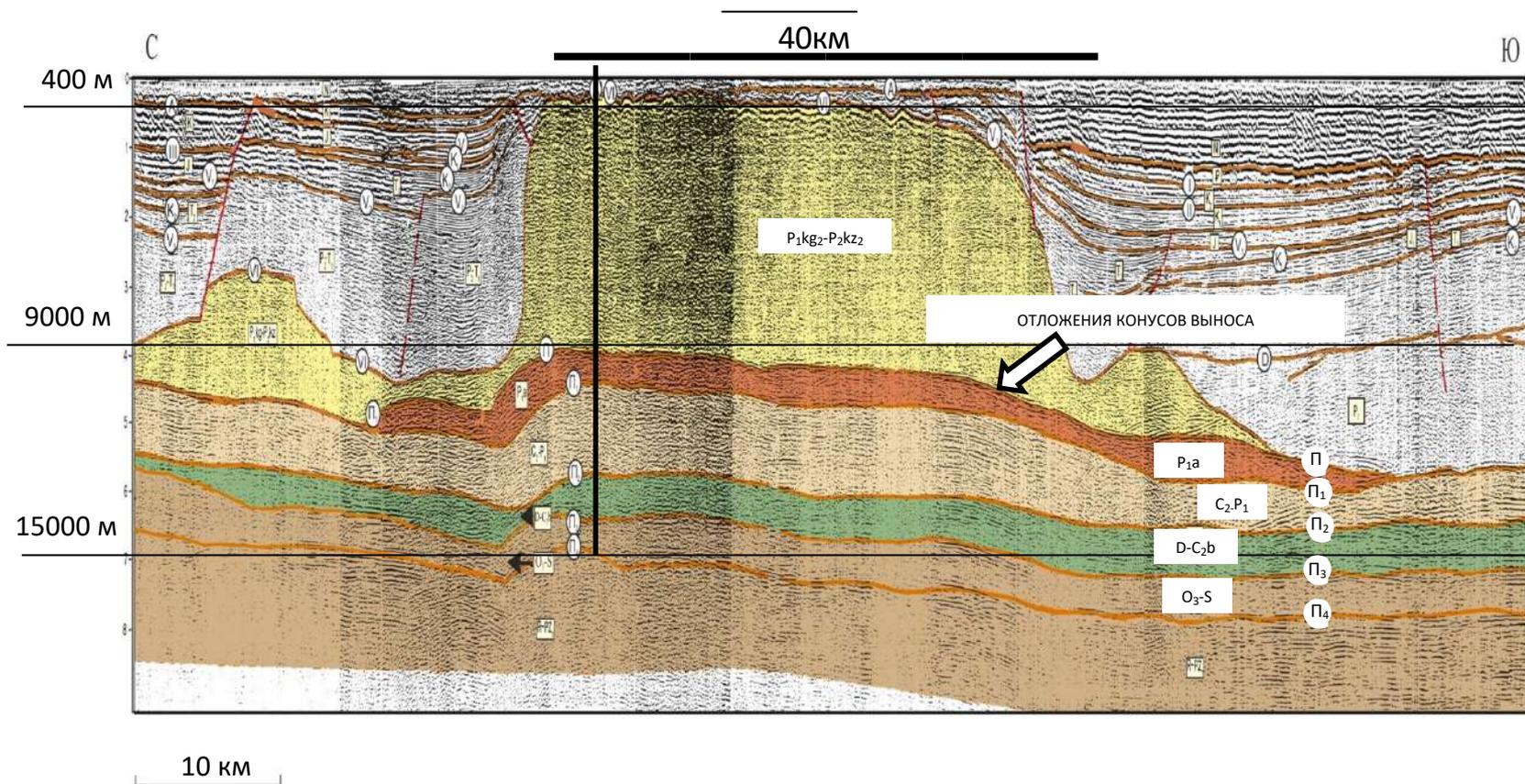
СЕДИМЕНТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ЗАПАДНОГО БОРТА ТЕМИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ по профилю XL-203 (3D)



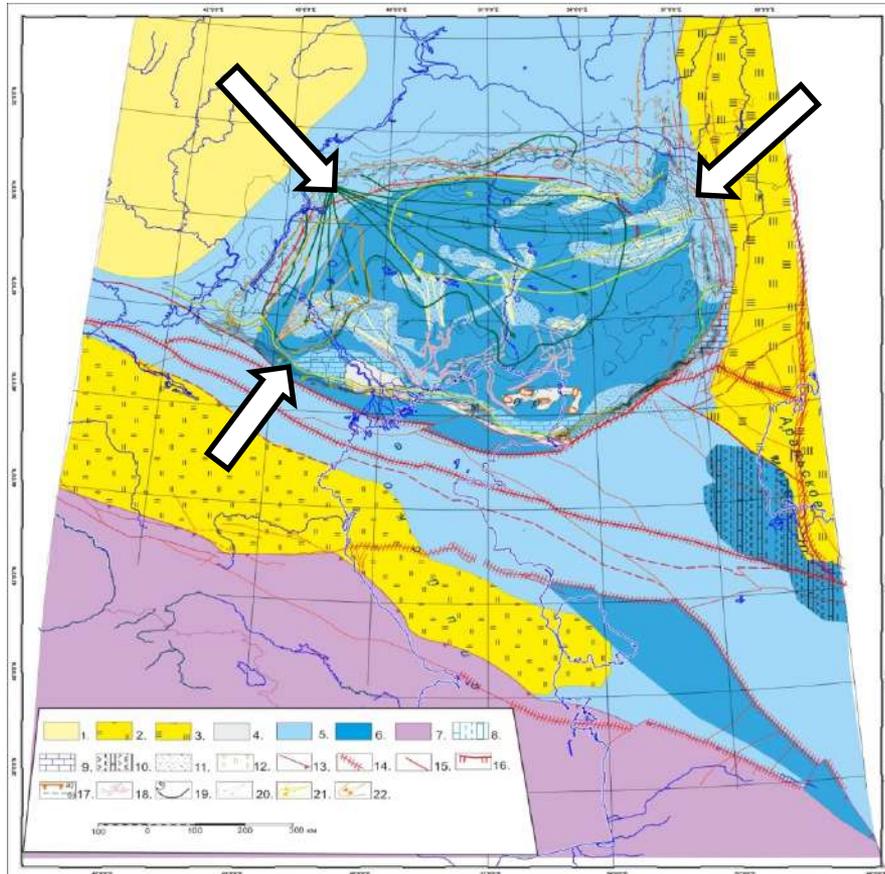
СЕДИМЕНТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ВОСТОЧНОГО БОРТА ТЕМИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ



ФОРМИРОВАНИЕ КОНУСОВ ВЫНОСА



ФОРМИРОВАНИЕ КОНУСОВ ВЫНОСА



Формирование конусов выноса происходило за счёт массового привноса обломочного материала в периоды понижений уровня моря:

- Предфранское
- Предмосковское
- Предкунгурское

Привнос осуществлялся по грабенам:

- Ново-Алексеевскому
- Пачелмскому
- Сарпинскому

и смыва с области Астрахано-Актюбинской зоны поднятий

Канал транспортировки в Ново-Алексеевском прогибе изучен бурением (скв.Шырак-1)

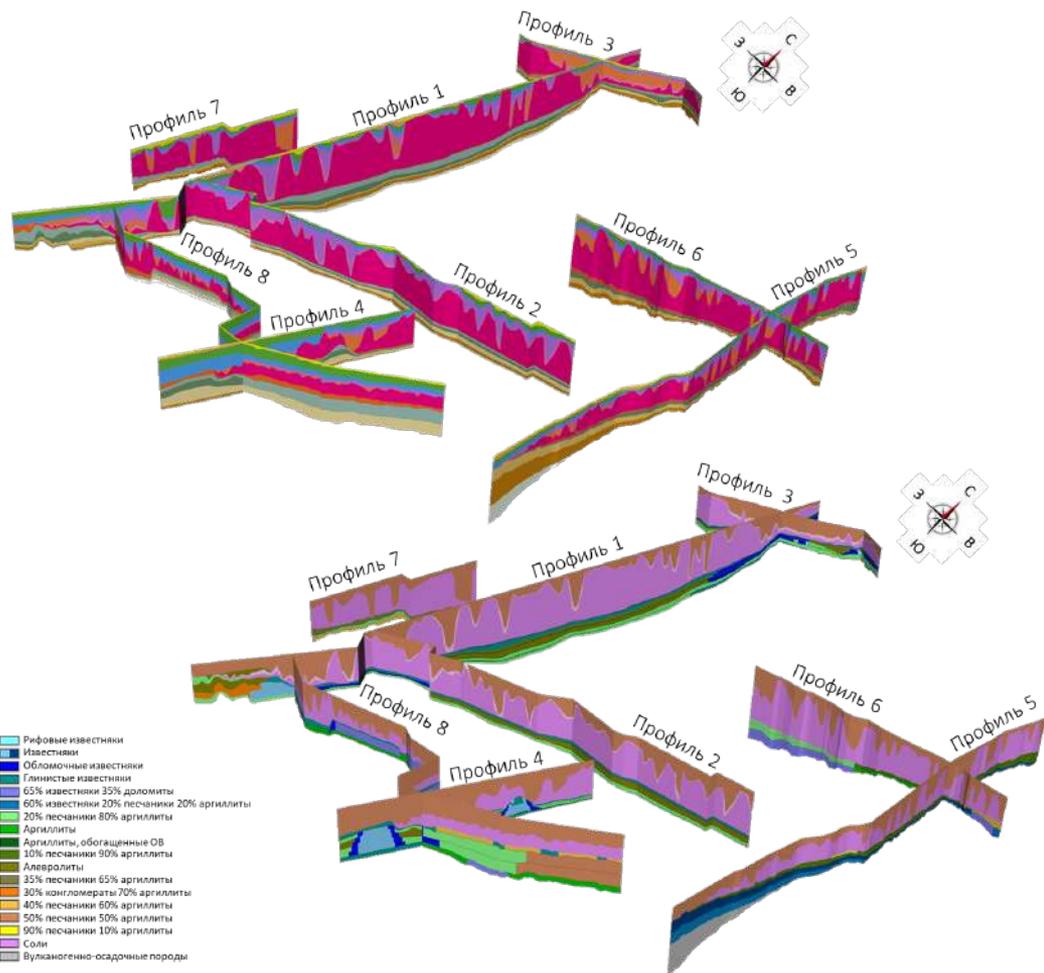
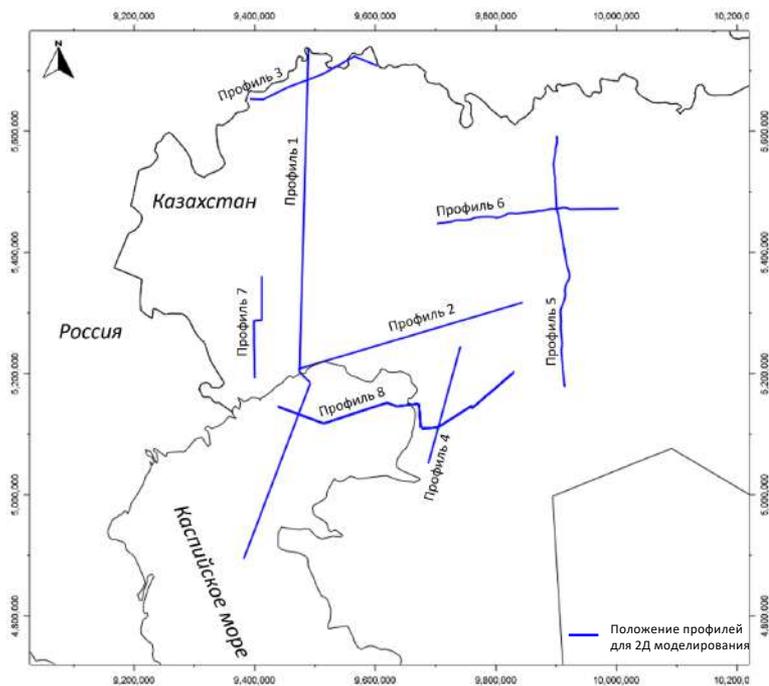
Тектоно-седиментационная модель среднекаменноугольно-нижнепермского (московско-артинского) комплекса Каспийского региона

Подводные конуса выноса: 20- среднекаменноугольного (верейского) возраста; 21- позднекаменноугольно-раннепермского возраста; 22- раннепермского (сакмаро-артинского) возраста

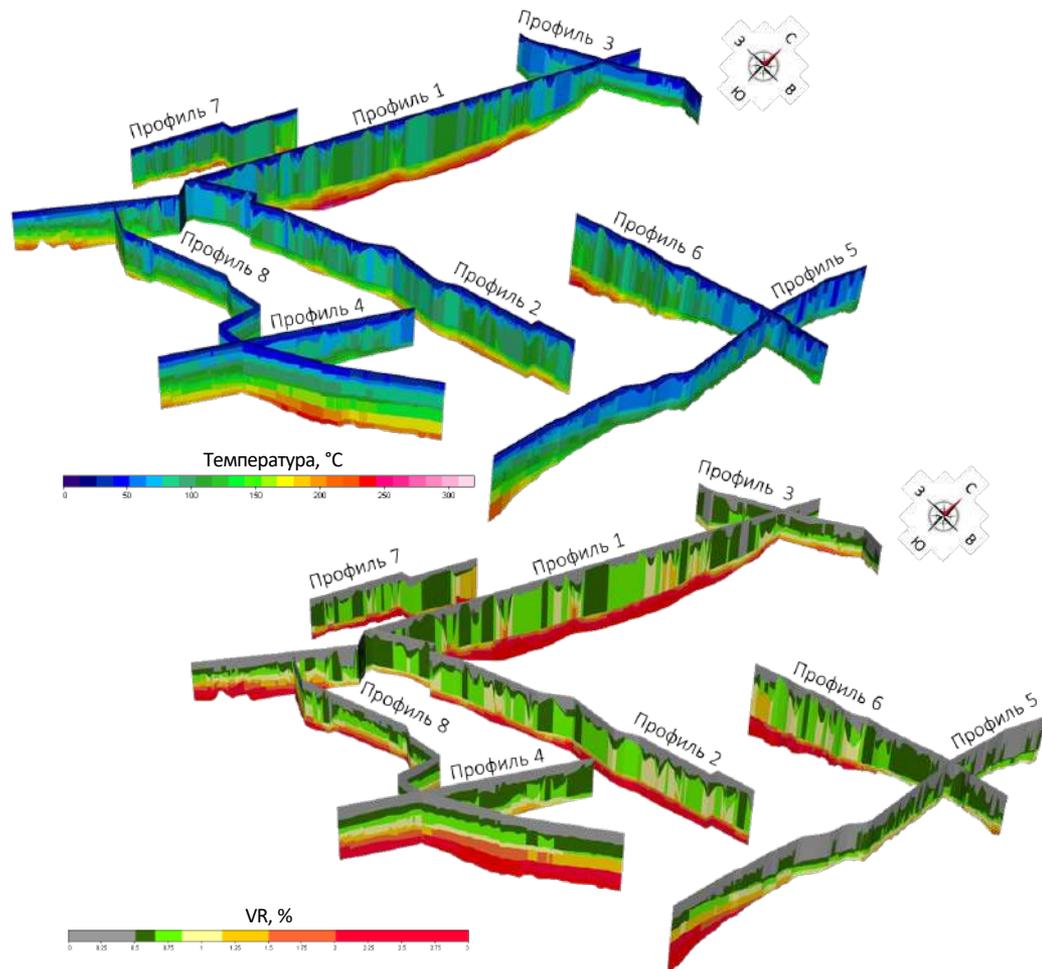
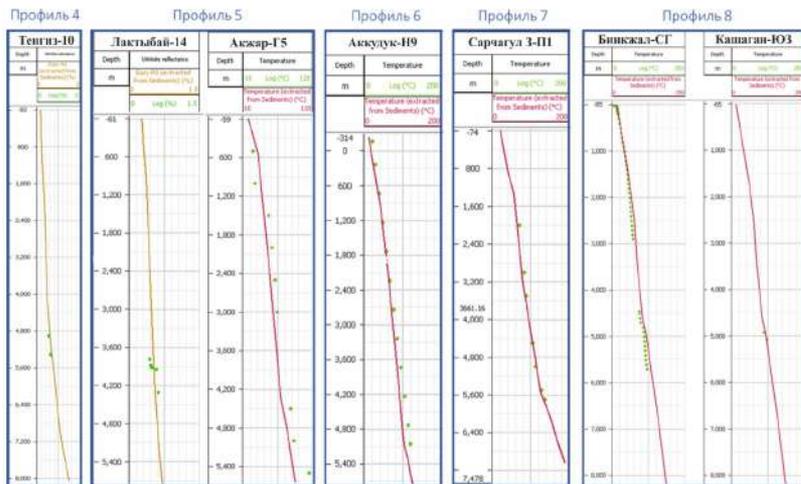
ВЫПОЛНЕНИЕ 2Д МОДЕЛИРОВАНИЯ

Исходные данные:

- интерпретация сейсмических данных по 8 профилям;
- литологическое заполнение 8 профилей;
- данные по замерам $T_{пл}$ (5 скважин) и R_{vt}^0 (6 скважин);
- геохимическая характеристика НГМТ вдоль 4 профилей.

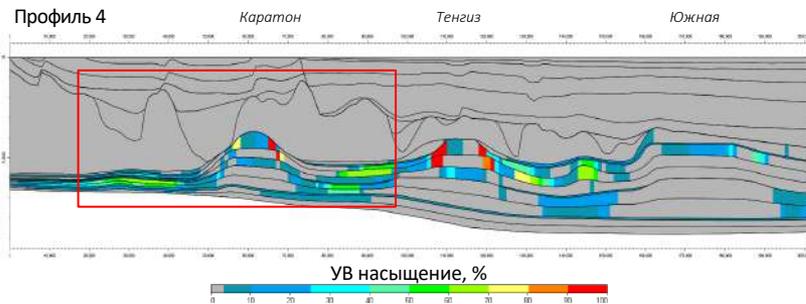
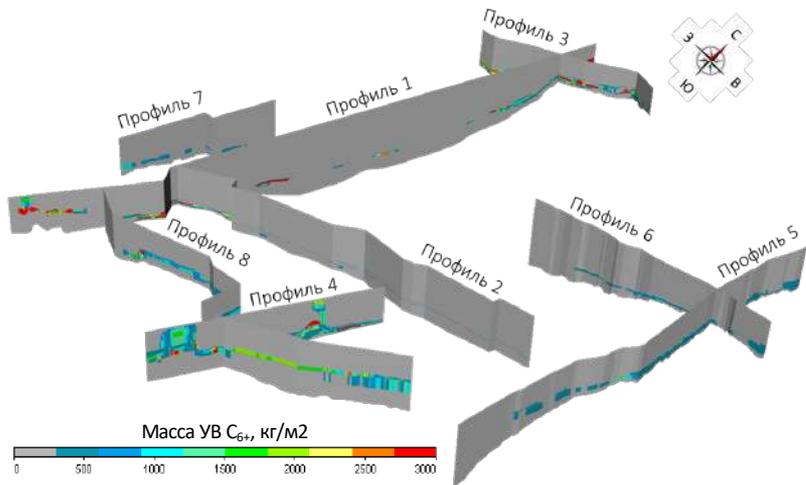


ВЫПОЛНЕНИЕ 2Д МОДЕЛИРОВАНИЯ



Результаты моделирования показывают высокую степень катагенетического преобразования подсольевых отложений. Как следствие, нефтегазоматеринские породы **практически полностью реализовали генерационный потенциал** вдоль всех профилей. Данный вывод согласуется с ранее опубликованными работами по сопоставлению биомаркеров в нефтях и нефтегазоматеринских породах в пределах северной и южной части Прикаспийской впадины (Дахнова и др., 2000, Даукеев и др., 2002).

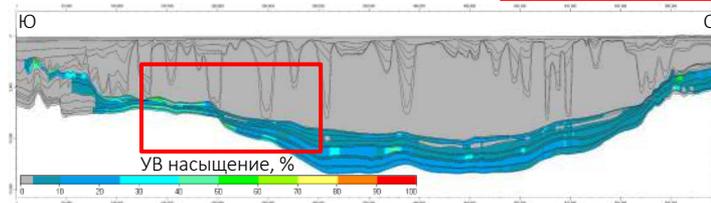
РЕЗУЛЬТАТЫ 2Д МОДЕЛИРОВАНИЯ



Повышенное углеводородное насыщение наблюдается, в основном, в фациях карбонатных платформ $D_3 - P_1$ возраста и в разновозрастных песчаных отложениях.

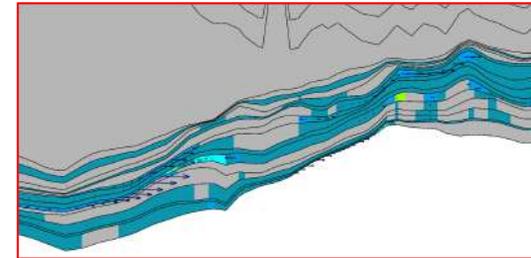
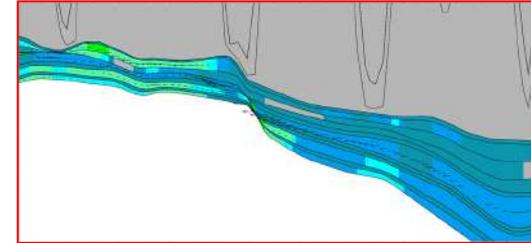
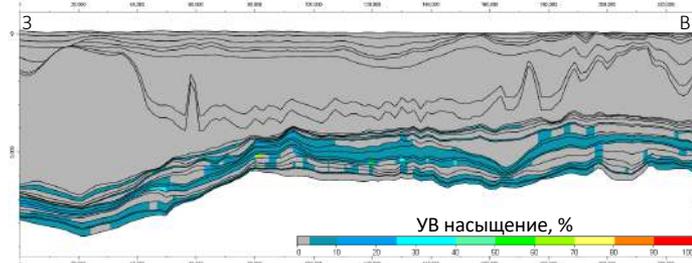
Основной поток УВ флюидов направлен из глубоко погруженной центральной области впадины в её бортовые части.

Профиль 1



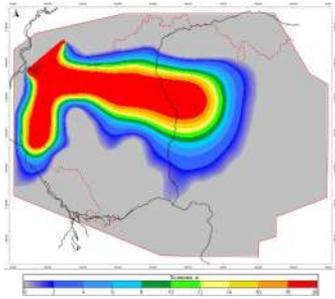
Дополнительный вклад в УВ потенциал данного региона обусловлен поступлением флюидов из локальных очагов, развитых между карбонатными платформами.

Профиль 3

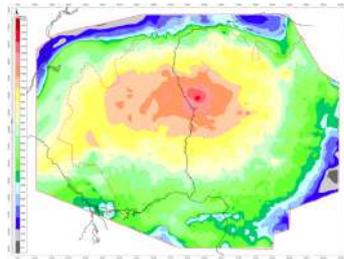


ПОСТРОЕНИЕ 3Д БАССЕЙНОВОЙ МОДЕЛИ

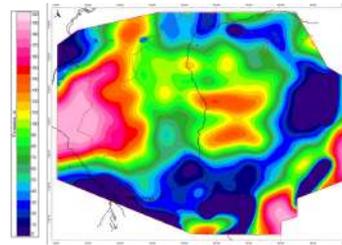
Карты толщин конусов выноса



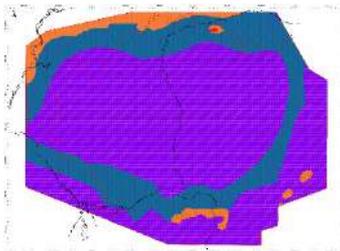
Структурные поверхности



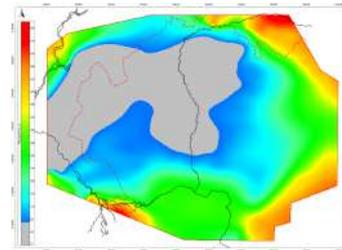
Карты толщин НГМТ



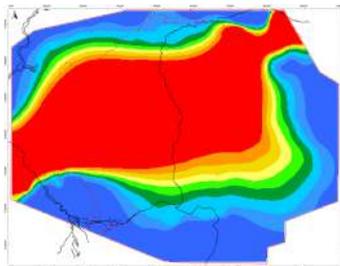
Литофациальные карты



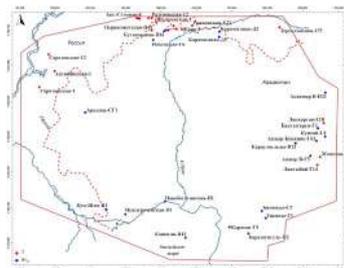
Карты эрозии



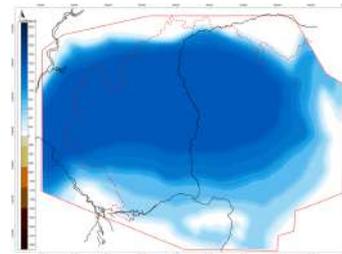
Карты ТОС_{исх} и Н_{исх}



Скважинные данные
для калибровки



Карты палеобатиметрии

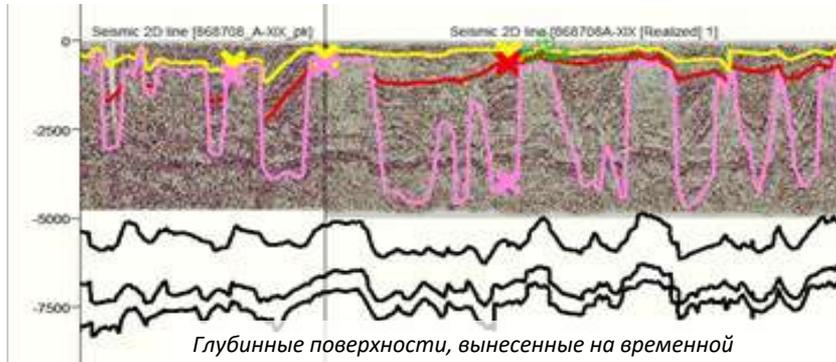
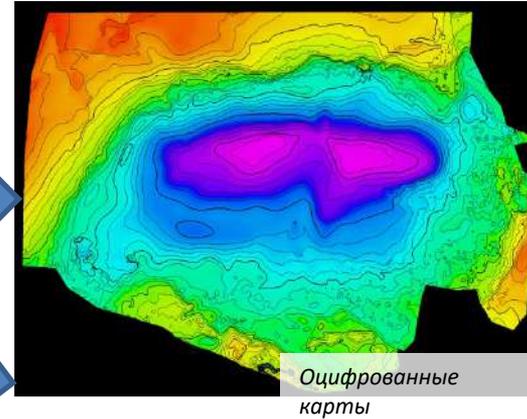
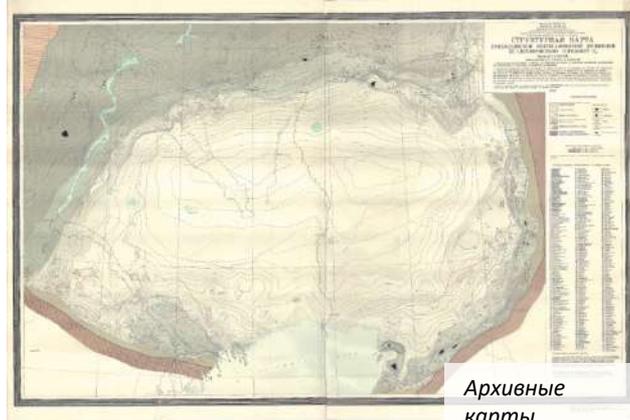


В основе модели лежит генерализованный геологический концепт, что вызвано средним качеством входных данных и неравномерностью их распределения по площади:

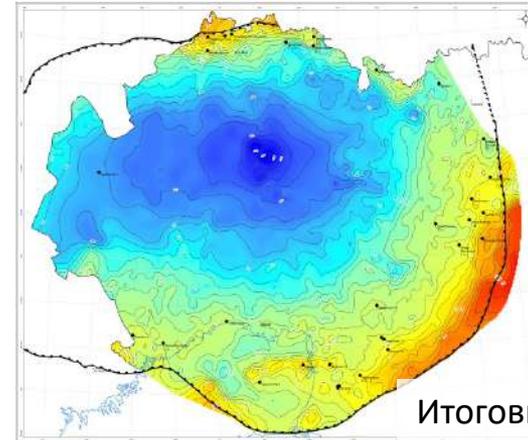
- **11** структурных поверхностей;
- **3** карты толщин пермских и каменноугольных конусов выноса;
- **4** карты мощностей нефтегазоматеринских толщ;
- **24** литофациальные карты;
- **5** карт палеобатиметрии;
- **8** карт эрозии;
- **8** карт (ТОС_{исх} и Н_{исх}) для четырех нефтегазоматеринских толщ;
- Данные по замерам современной температуры (**20** скважин);
- Данные по замерам показателя отражательной способности витринита (**19** скважин);

ПОСТРОЕНИЕ СТРУКТУРНЫХ КАРТ

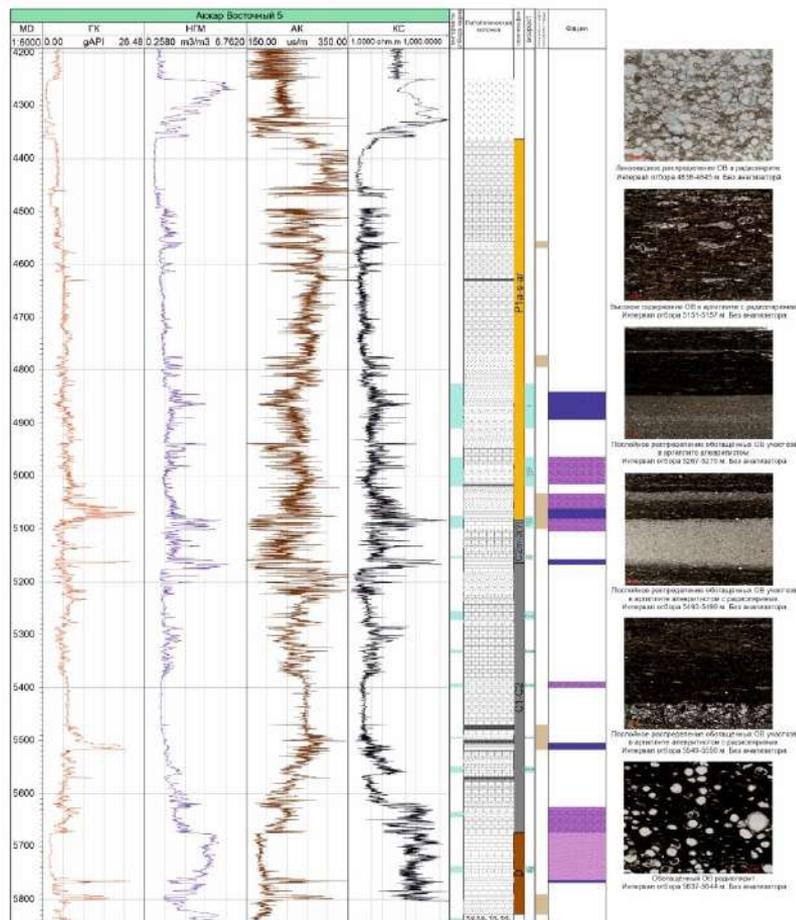
Оцифровка и увязка разномастных карт



Увязка карт и сейсмических профилей



СКВАЖИННЫЕ ДАННЫЕ

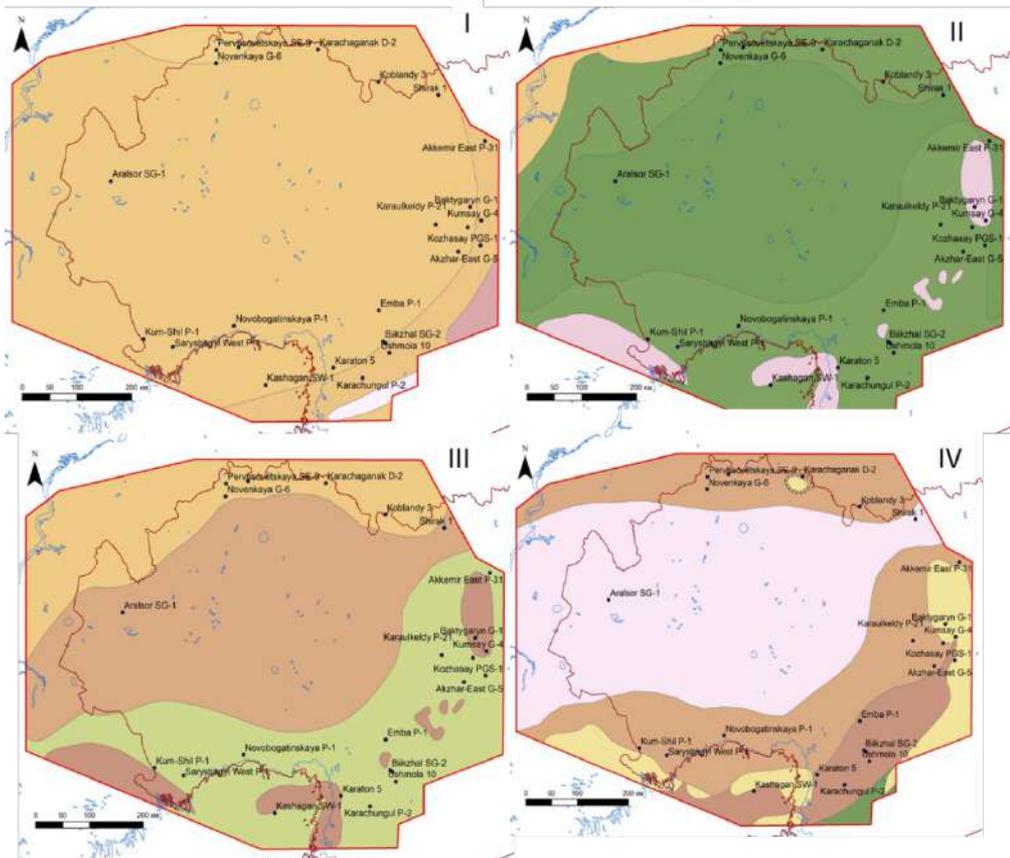


- Дела скважин и данные ГИС по 32 скважинам, представленные PGS
- Доступный керновый материал, **в том числе** по скважинам Акжар Восточный 5, Биикжал СГ-2, Эмбинская 9, Кожасай ПГС-1 и Караулкельды П-21*
- Изготовлены петрографические шлифы, и проведён литологический анализ с применением методов исследования в петрографических шлифах, в том числе подробный палеонтологический анализ.
- Проведен анализ Rock-Eval для имеющихся образцов
- Для остальных глубоких скважин анализировалась информация отчетных материалов, изучалась история проводки, отбора кернового материала, макроописания, лабораторных исследований и петрографического анализа. С учётом этих данных на сводных планшетах составлены литологические колонки, нанесены интервалы отбора керна, добавлена информация по определению возраста отложений.

*в исследовании использованы данные по многим подсолевым скважинам.

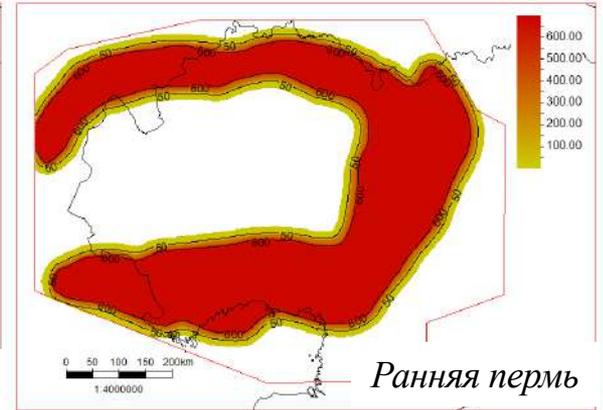
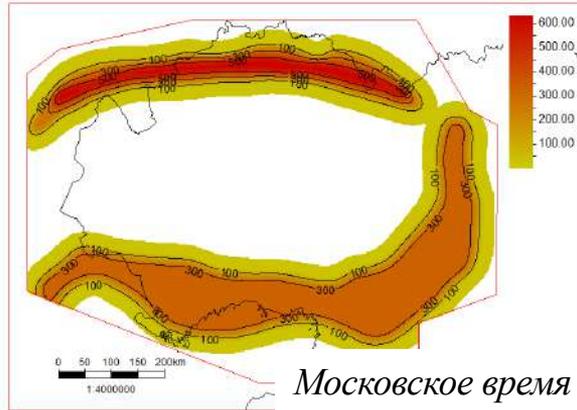
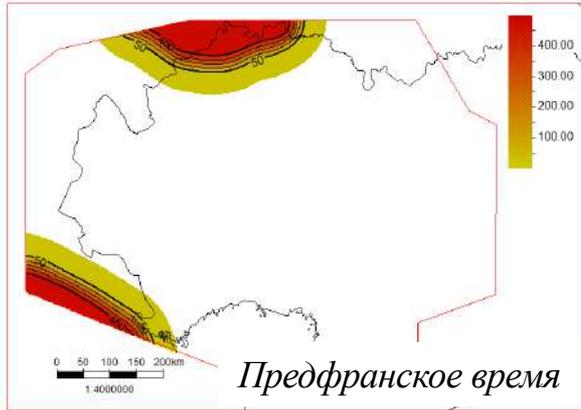
Керн из указанных скважин был специально дополнительно исследован

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ КАРТЫ



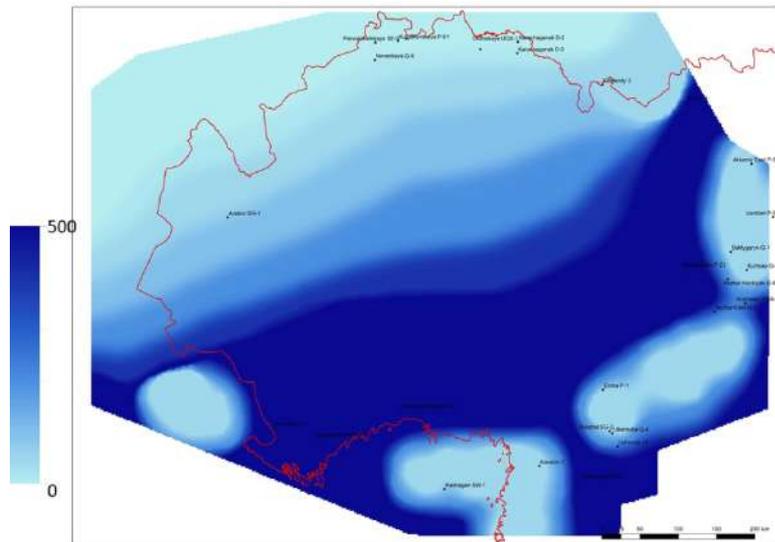
I –отложения нижнего девона, II – отложения эйфельского яруса среднего девона, III – отложения живетского яруса среднего девона IV - отложения франского яруса верхнего девона. **И для остальных интервалов**

КАРТЫ РАЗМЫТЫХ ТОЛЩ

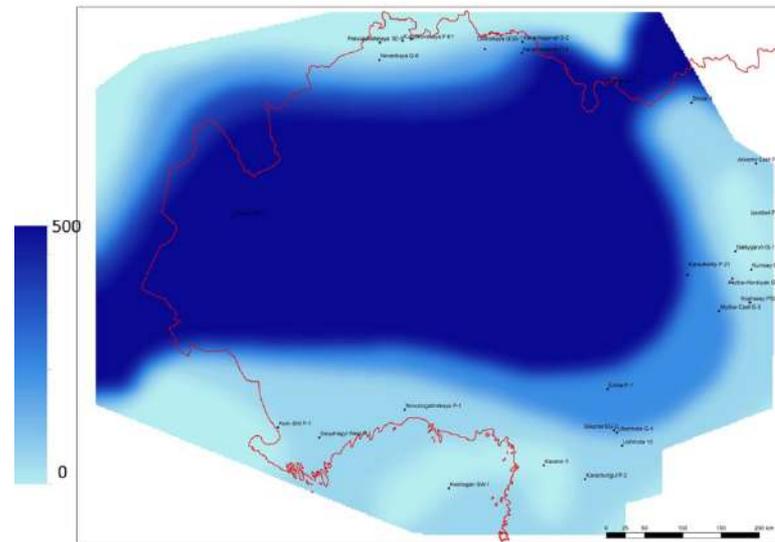


Аналогичные карты были построены для отложений мезозойско-кайнозойского возраста

КАРТЫ БАТИМЕТРИИ



Ранний-средний девон



Поздний девон

Аналогичные карты были построены для каменноугольного и пермского возрастов

Геохимические данные, в том числе результаты пиролитических исследований, выполненных в рамках проекта

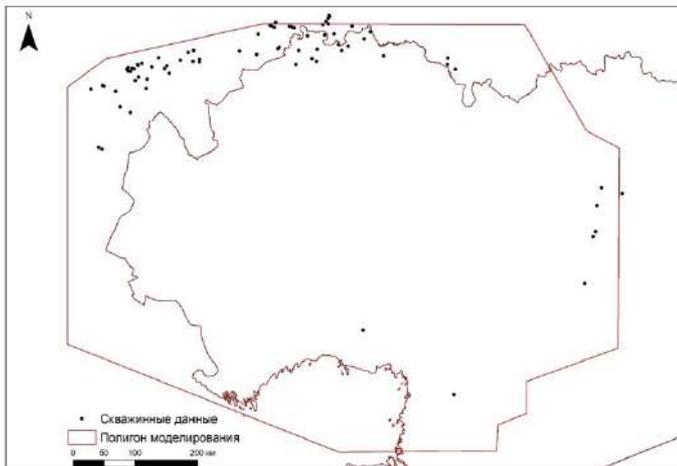


Схема расположения площадей отбора образцов

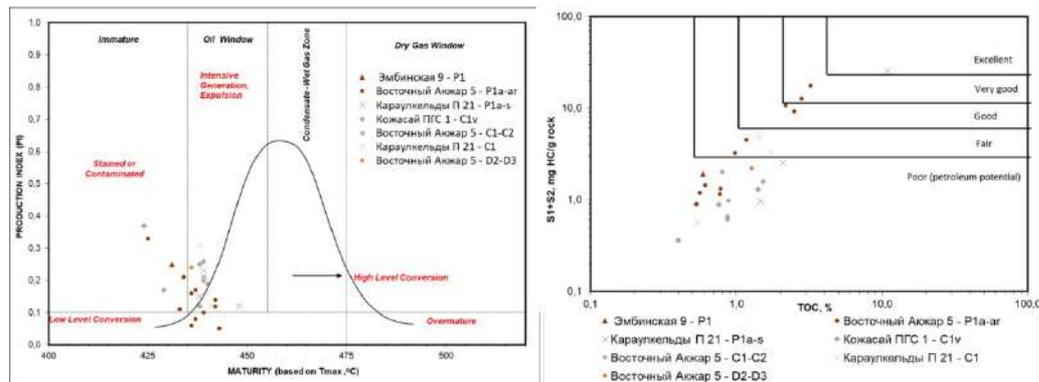
Параметры НГМТ, используемые при моделировании

НГМТ	ТОС исходный, %	Н _и исходный, мг УВ/г ТОС	Мощность, м
C ₂ m-P ₁	2	300	10-200
C ₁ v-C ₂ b	2	350	20-100
D ₃ -C ₁ t	5	600	60-120
D ₂	5	500	25-100

Следует отметить, что измеренных значений геохимических параметров непосредственно в керне скважин **очевидно** недостаточно, и распределены они неравномерно по площади и разрезу, что существенно снижает достоверность и детальность построений.

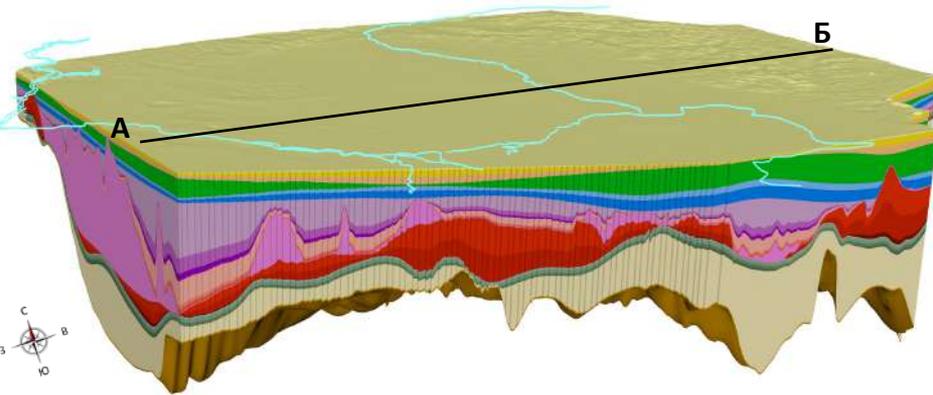
Краткая геолого-геохимическая характеристика дана для нефтегазоматеринских отложений, которые наиболее четко определяются в обрамлении впадины в интервале среднего -верхнего девона, нижнего карбона и нижней перми.

Пиролитические исследования для установления генерационного потенциала пород методом Rock-Eval



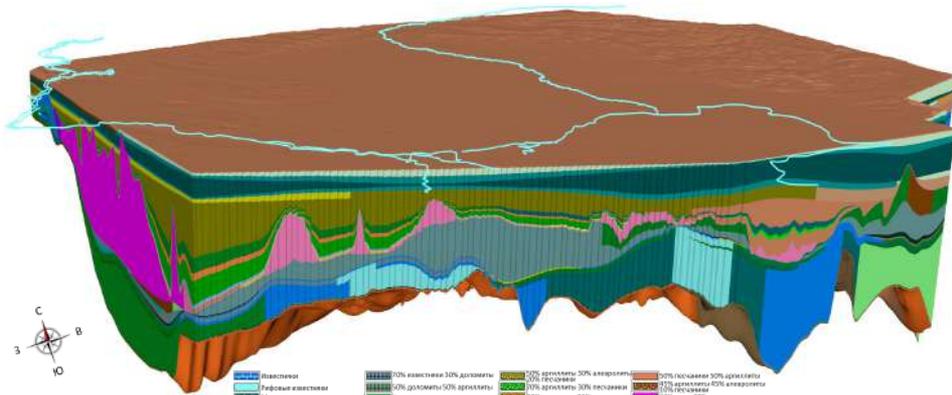
Проведены дополнительные исследования 30 образцов горных пород, отобранных из скважин Эмбинская 9, Кожасай ПГС 1, Восточный Акжар 5, Каракулельды П 21, методом Rock-Eval с дальнейшей интерпретацией.

ПОСТРОЕНИЕ 3Д БАССЕЙНОВОЙ МОДЕЛИ



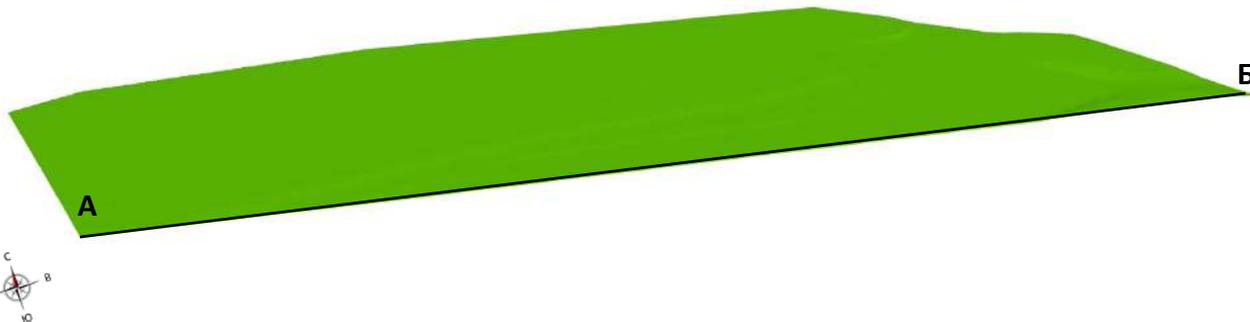
А — Б Положение линии бэкстриппинга

Итоговый структурный каркас модели



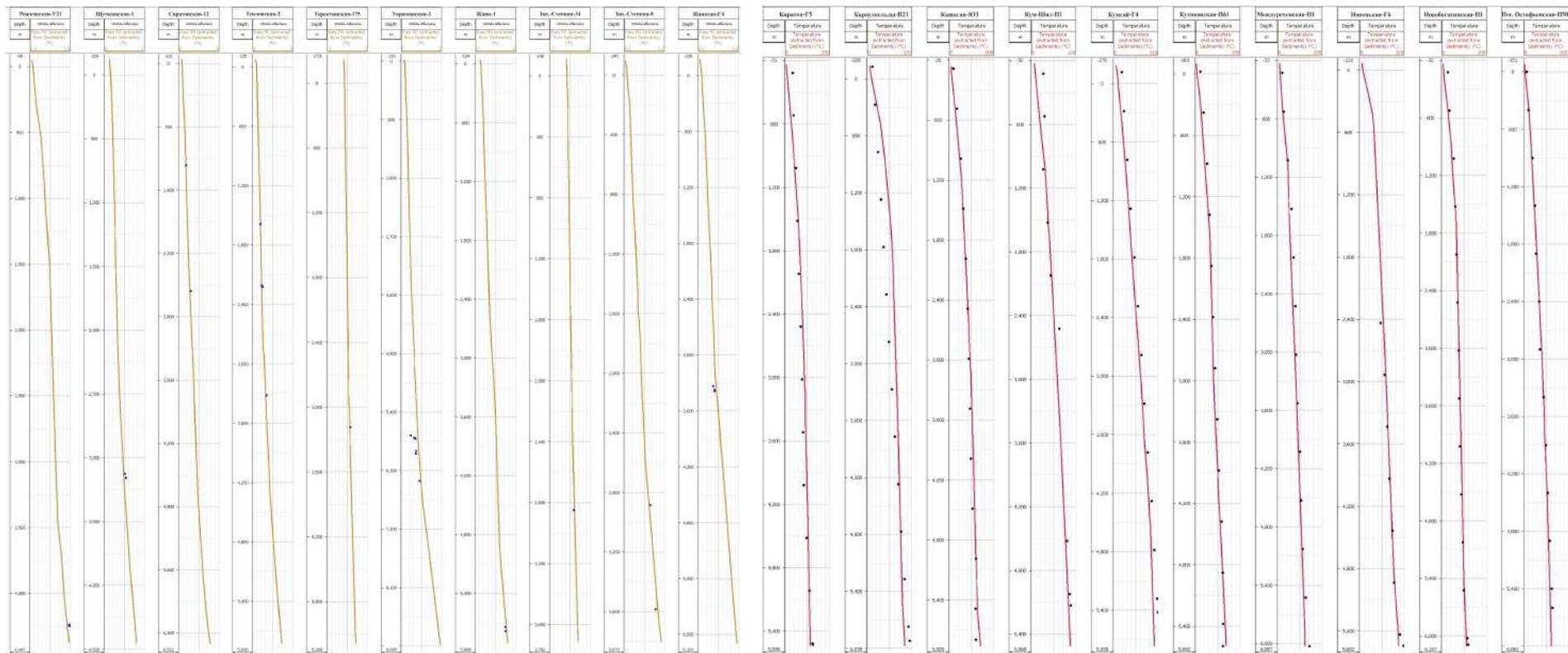
Литологическое заполнение модели

После построения структурного каркаса и определения литологических и геохимических параметров модели была выполнена палеоструктурная реконструкция бассейна по принципу бэкстриппинга. На этом этапе проводился учет влияния уплотнения осадочных отложений, эрозионных событий, изменения палеобатиметрии.



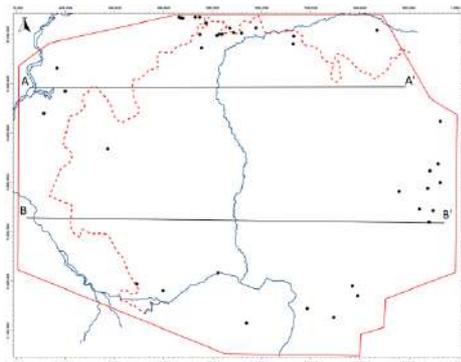
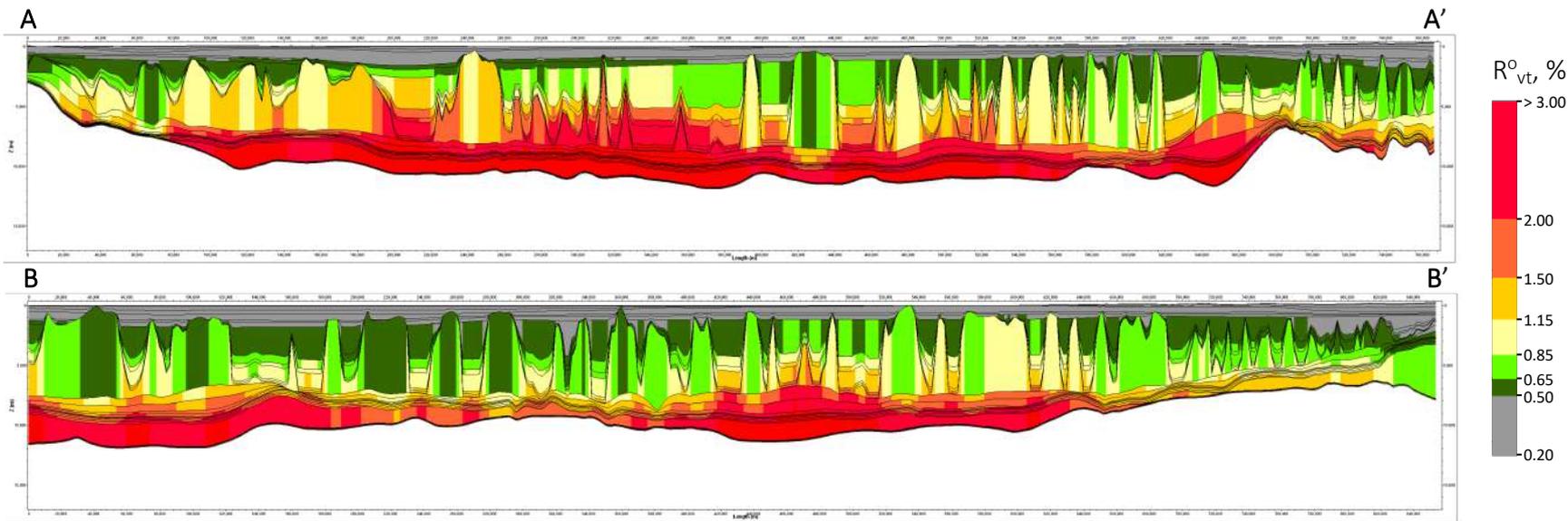
- Размер модели: **615 072 км²**;
- Количество слоев: **31**;
- Размер ячейки: **2 × 2 км**;
- Общее количество ячеек: **4 766 808**

КАЛИБРОВКА ГЕОТЕРМИЧЕСКОГО РЕЖИМА БАССЕЙНА



Калибровка трехмерной модели (точки – фактические замеры, кривая – смоделированные значения): слева – по показателю отражательной способности витринита, справа – по температурам

РЕЗУЛЬТАТЫ ЗД МОДЕЛИРОВАНИЯ

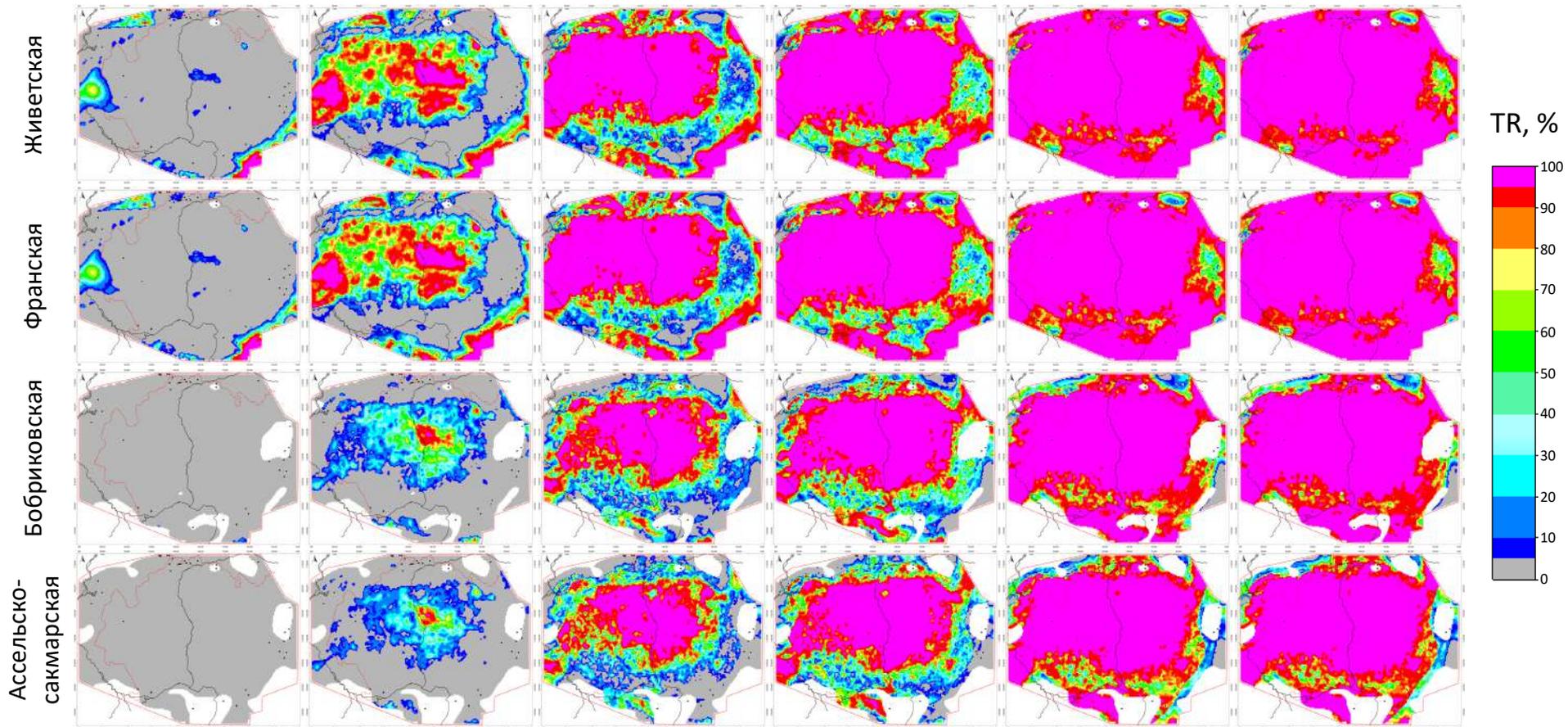


Развитие галокинеза существенно повлияло на распределение степени катагенетического преобразования как нижележащих, так и вышележащих отложений. Воздействие солей выражено не только в охлаждении подсолевых отложений, но и в существенном прогреве мезозойского комплекса мульд, что сокращает глубинно-катагенетическую зональность.

РЕЗУЛЬТАТЫ 3Д МОДЕЛИРОВАНИЯ

Степень реализации нефтегазогенерационного потенциала в ходе геологического времени

P₁k - 286.8 млн лет T - 251.9 млн лет J - 201.3 млн лет K - 145 млн лет Kz - 66 млн лет 0 млн лет



РЕЗУЛЬТАТЫ 3Д МОДЕЛИРОВАНИЯ

Массы сгенерированных УВ в девонско-нижнепермской части разреза

Согласно результатам моделирования всего эмигрировало **4,70 трлн т**: **1,69 трлн т** жидких и **3,01 трлн т** газообразных флюидов соответственно. Зоны максимальной эмиграции по результатам расчета в общих чертах совпадают с областями максимальной генерации. Общее количество генерированных углеводородов составляет 8,58 трлн т.

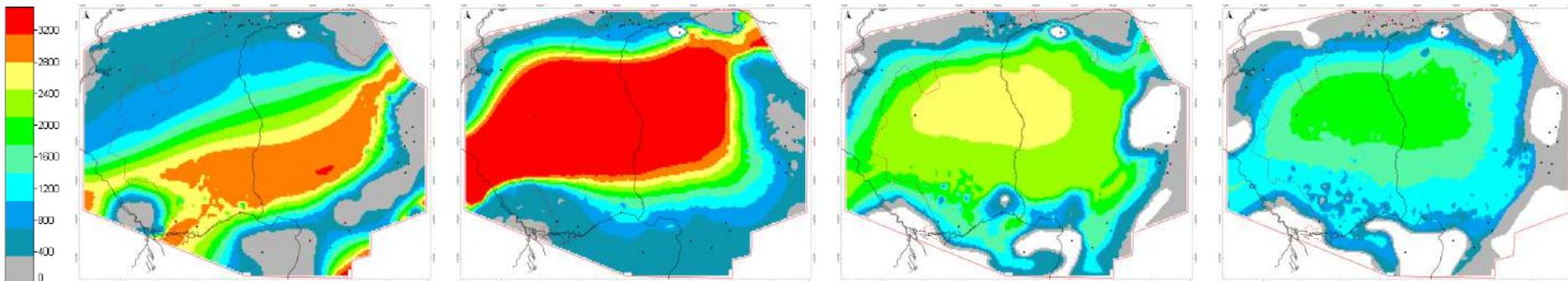
Живетская

Франская

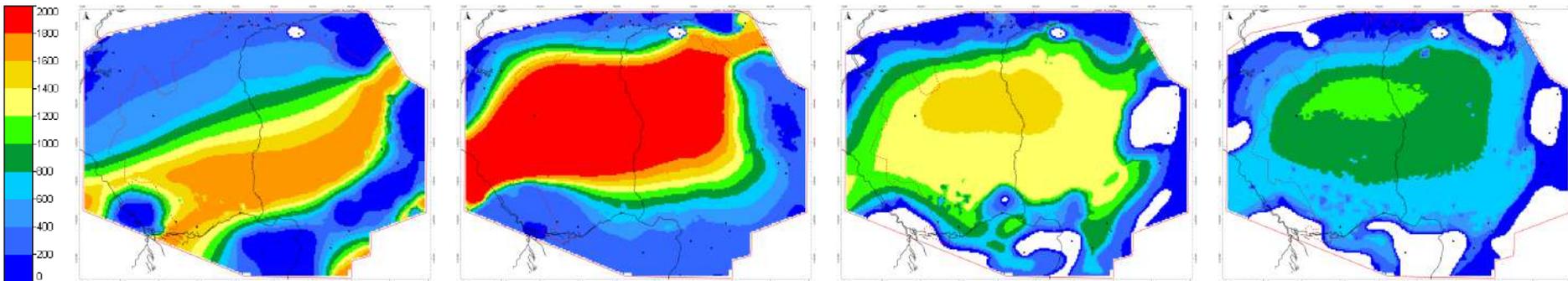
Бобриковская

**Ассельско-
сакмарская**

Плотности эмиграции газообразных углеводородов (кг/м²)

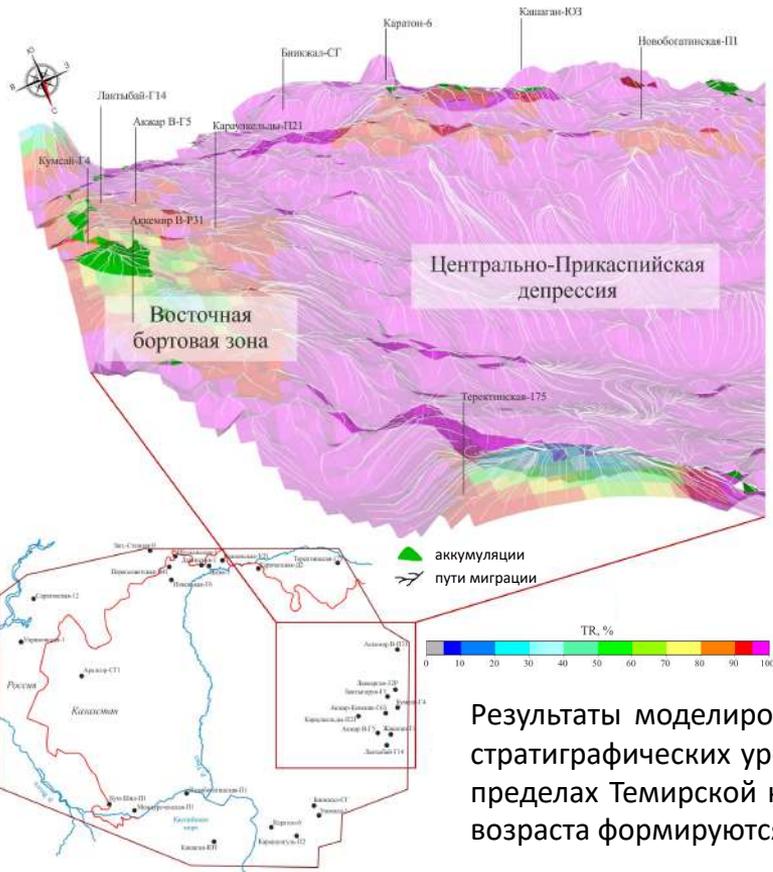


Плотности эмиграции жидких углеводородов (кг/м²)

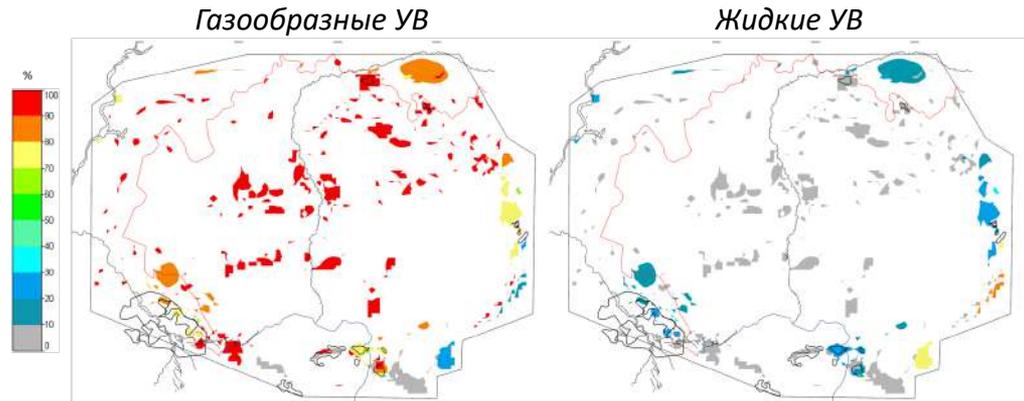


РЕЗУЛЬТАТЫ 3Д МОДЕЛИРОВАНИЯ

Развитие потенциальных аккумуляций в пределах
Темирской карбонатной платформы



Смоделированные залежи УВ флюидов в терригенном подсолевом
комплексе



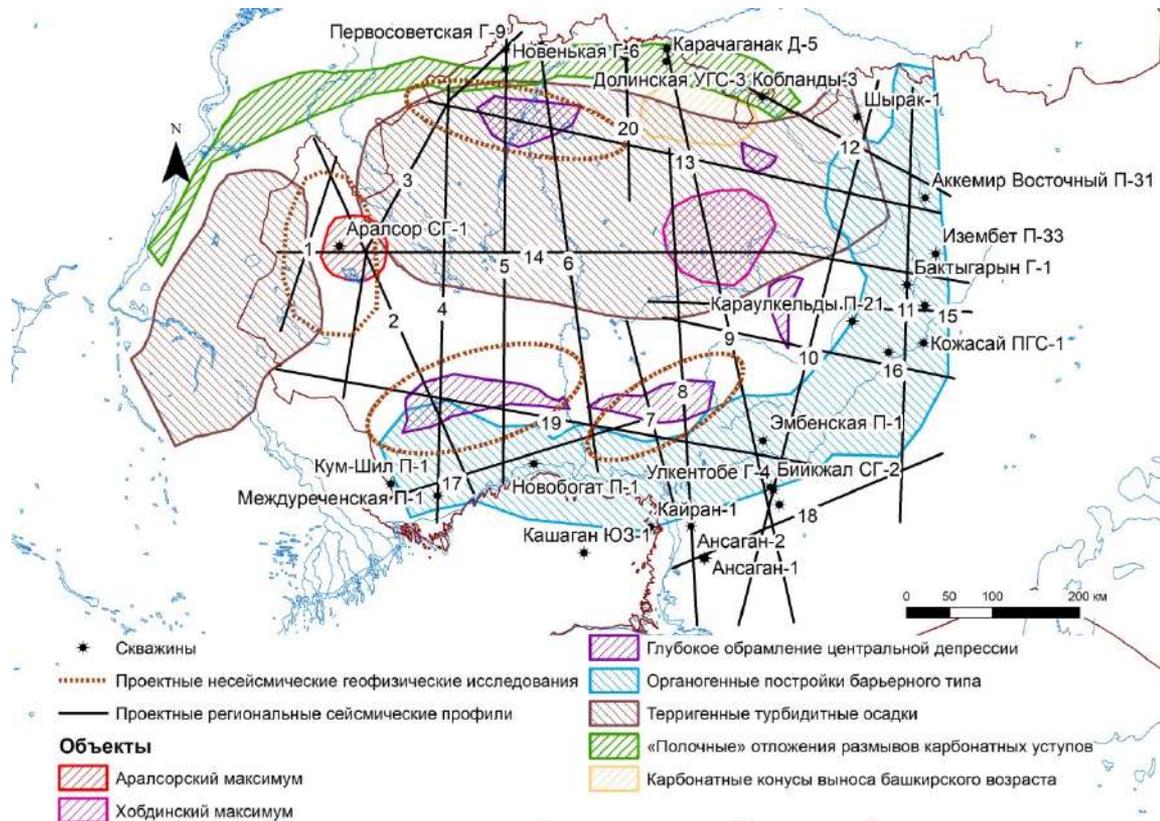
В рамках выполнения работ была оценена перспективность терригенного комплекса: верхнекаменноугольного и нижнепермских конусов выноса. Очень важно отметить, что в модели данные отложения имели свойства относительно хорошего коллектора по всей площади их предполагаемого распространения. В реальности же, наличие протяженных путей миграции остается очень спорным для данного комплекса.

Результаты моделирования также показывают наличие новых перспективных зон на различных стратиграфических уровнях. В частности, в пределах восточного борта Прикаспийской впадины, в пределах Темирской карбонатной платформы в отложениях визейско-башкирского и фаменского возраста формируются нефтяные залежи.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

- На основе анализа и бассейнового моделирования выделены приоритетные зоны и дан отдельный прогноз по трем основным нефтегазоносным комплексам и типам ловушек доля газа в общем объеме эмигрировавших УВ составляет 64%;
- С учетом приоритезации подготовлены предложения для размещения будущих региональных работ (Фаза 2);
- Обоснован рациональный комплекс и схемы размещения региональных сейсморазведочных работ и возможных несейсмических исследований;
- Разработаны пять вариантов дизайна схем расстановок для геотраверсов При подготовке рекомендаций учтены результаты полновекторного моделирования (ВНИГНИ, С.А. Каплан);
- Предложены передовые технологии обработки на основе Глубинной Миграции до Суммирования (ГМДС).

Перспективные участки



Восточный и Юго-Восточный борт

- Внутреннее обрамление Астрахано-Актюбинской зоны поднятий;
- Органогенные постройки барьерного типа;
- Темирская карбонатная платформа;
- Гурьевский свод;

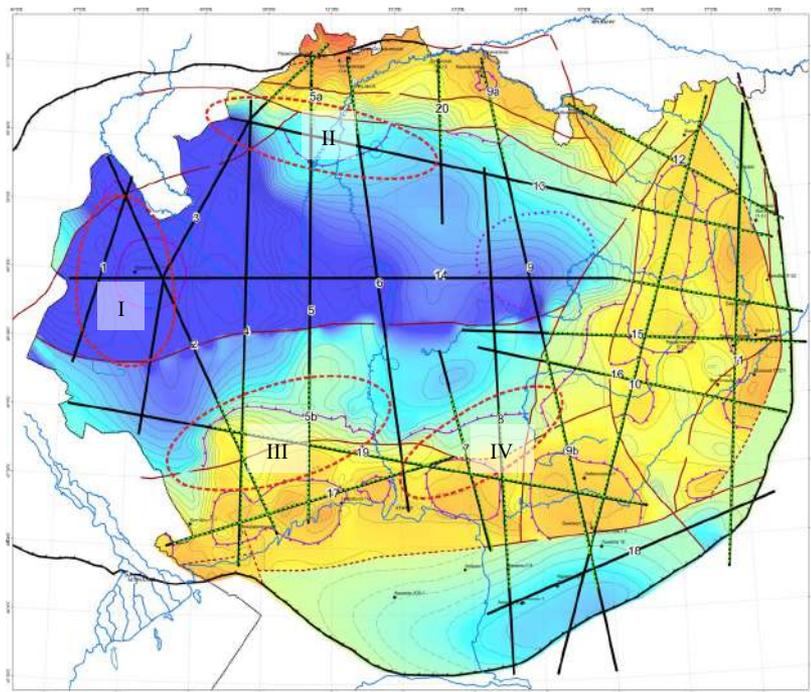
Северный борт

- Карбонатные конусы выноса башкирского возраста;
- «Полочные» отложения размывов карбонатных уступов;
- Терригенные конуса выноса (бобриковские отложения);

Центральная депрессия

- Терригенные турбидитные осадки мощностью в сотни метров;
- Глубокое обрамление центральной депрессии (крупные тектонически экранированные поднятия, выделяемые по данным КМПВ);
- Аралсорский и Хобдинский гравитационные максимумы.

Рекомендации по объему и видам исследований



СЕЙСМИЧЕСКИЕ	
Номер профиля	Длина, км
1	210
2	448
3	485
4	505
5	511
6	497
7	223
8	550
9	680
10	647
11	501
12	264
13	605
14	803
15	375
16	344
17	327
18	340
19	638
20	177
Сумма	9130

ЭЛЕКТРОРАЗВЕДОЧНЫЕ МТЗ	
Номер профиля	Длина, км
2	158
3	91
4	199
5a	80
5b	161
6	80
7	177
8	197
9a	115
9b	267
10	512
11	495
12	264
13	172
14	204
15	276
16	288
17	321
19	480
20	99
Сумма	4636

НЕСЕЙСМИЧЕСКИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ	
Зона	Площадь, км ²
I	15920
II	14273
III	20902
IV	12307

Выводы и рекомендации

- Расчетный совокупный объем углеводородов, эмигрировавших из всех нефтегазоматеринских пород (НГМП) девонско-нижнепермской части разреза оценивается в 4,7 трлн. т.у.т
- Рассмотрены различные варианты оценки доли УВ, аккумулированных в ловушках (в зависимости от типа и состояния углеводородных систем (УВС), в т.ч.:
 - Традиционный для «традиционных» нефтегазоносных бассейнов вариант – аккумуляция около 5% сгенерированных УВ, эмигрировавших из НГМП. В этом случае суммарные прогнозные ресурсы оцениваются в около **230 млрд. т.у.т**;
 - «Автоклавный» (без отвода сгенерированных УВ за пределы зон генерации). В этом случае происходит т.н. угнетение генерации, но большая часть УВ сохраняется в пределах зон генерации. В этом случае УВ потенциал может превышать **1000 млрд. т.у.т.**, которые в значительной части будут «нетрадиционными».
- Проведенный анализ позволяет конкретизировать геологическую задачу сверхглубокой скважины: установление типа и состояния УВС (включая додевонский разрез). Попутные поиски залежей УВ допустимы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Прикаспийский нефтегазоносный мегабассейн – уникальная, не имеющая аналогов геологическая структура.

- Основная часть сгенерированного объема углеводородов приходится на не охарактеризованную скважинами центральную часть. Оценка объемов начальных суммарных ресурсов в зависимости от типа и состояния УВС различается в 4-5 раз; в максимальном варианте (автоклавные УВС) НСР могут **превысить 1000 млрд.т.у.т.**
- Варианты качества и возможности освоения также существенно отличаются;
- Проверка справедливости гипотез возможна только прямым методом, то есть бурением параметрической скважины;
- Выполнение программы Фазы-2 позволит более точно определить точку ее заложения.

**ОДИН ТРИЛЛИОН ТОНН УСЛОВНОГО ТОПЛИВА –
ЭТО КАК РАЗ ТО, О ЧЕМ МОЖНО ПОДУМАТЬ
В КОНЦЕ ТРУДОВОЙ НЕДЕЛИ!!**

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!