

**«Геологическое строение и новые направления
нефтегазопроисковых работ в палеозойских отложениях
Прикаспийского бассейна и западной части Туранской плиты»**

Специальность: 25.00.12 – Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

Соискатель: *Ажгалиев Дулат Калимович,*
ВНС, к.г.-м.н.

Организация, где выполнена работа: *НАО «Атырауский университет нефти и газа имени Сафи Утебаева» Министерства образования и науки Республики Казахстан. г.Атырау*

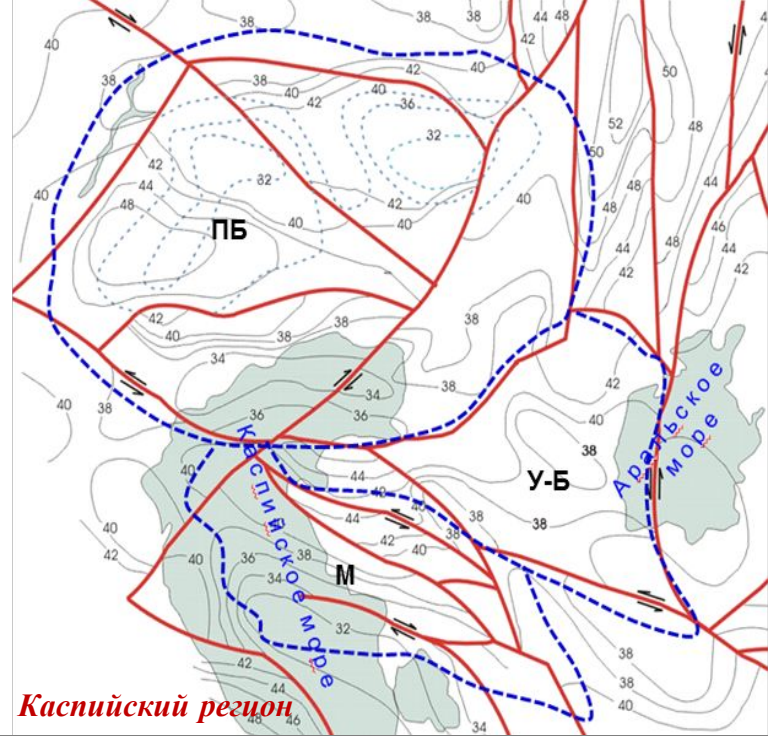
Ведущее предприятие: *Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Казанский (Приволжский) федеральный университет» (ФГАОУ ВО КФУ). г.Казань*

г.Уфа – 2022 г.



Актуальность

- ❖ Стратегические планы по наращиванию темпов добычи за счет 3-х палеозойских гигантов в карбонатных резервуарах (Тенгиз, Карачаганак, Кашаган), характеризующихся повышенным содержанием H_2S .
- ❖ Возрастающая техногенная нагрузка на Каспийский регион и значительные экономические издержки освоения залежей в карбонатных отложениях из-за сод. H_2S .
- ❖ Низкий порядок и выработанность имеющихся на балансе надсолевых месторождений. А промышленные кондиции и масштабы открываемых новых месторождений в за последние 10 лет, при существующей практике и подходах недостаточны для эффективного восполнения запасов.



- ❖ Необходимость расширения ресурсной базы, уточнения стратегии и направлений поисковых работ для обеспечения устойчивого роста экономики.
- ❖ Высокая оценка объемов прогнозных ресурсов и необходимость научного обоснования эффективных направлений и сопровождения поисковых работ остаются главным фактором и условием для экономического роста.
- ❖ Необходимо открытие в палеозойских отложениях Каспийского региона крупных малосернистых месторождений с учетом увеличения объема и глубинности поисков до 5,5-8,0 км, благоприятных в экологическом плане, способных восполнить ресурсную базу кратно и в сжатые сроки. Благоприятным для этого является возросший технический уровень обработки и интерпретации данных.

Цель работы

Анализ строения и закономерностей площадного развития крупных поисковых объектов, определение дальнейшей стратегии поисковых работ на глубокопогруженные палеозойские горизонты на основе разработки новых методических «подходов» и представлений, обеспечивающих более высокую оценку перспектив нефтегазоносности и вероятность обнаружения значительных скоплений УВ.

Основные задачи

- ❖ Анализ имеющихся и новых данных, уточнение региональных геотектонических особенностей и моделей строения бассейнов;
- ❖ Изучение и анализ проявления элементов разломной тектоники и блокового строения с учетом выявленных региональных и площадных закономерностей;
- ❖ Структурно-тектоническое районирование и уточнение контуров региональных зон и структур II-ого порядка, увязка их с зонами концентрации прогнозных ресурсов;
- ❖ Уточнение характера строения и состава отложений во внутренних относительно глубоководных районах Прикаспийского палеозойского бассейна (ПБ) осадконакопления;
- ❖ Обоснование перспективных объектов, связанных с крупными поднятиями конседиментационного развития и карбонатными массивами на глубинах 5.5-8.0 км в относительно глубоководных частях бассейна, где преобладает терригенное и карбонатно-терригенное осадконакопление;
- ❖ Определение крупных поднятий во внутренних районах ПБ, способных концентрировать значительные по масштабам залежи УВ с низкой концентрацией сероводорода и серы;
- ❖ Выявление региональных закономерностей в размещении скоплений УВ и прогноз новых зон нефтегазонакопления (ЗНГН) в палеозойских отложениях, связанных с крупными приподнятыми зонами – мегаподнятиями;
- ❖ Обоснование эффективных направлений поисков и первоочередных объектов, рекомендаций по рациональному размещению ГРП по видам и объемам.

Защищаемые положения

1. Высокие перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений определяются блоковым строением и различием в глубинах залегания фундамента, обусловившим продолжительность этапов седиментации, литолого-фациальную изменчивость и значительные толщины отложений, развитием крупных конседиментационных поднятий и карбонатных массивов девонско-нижнекаменноугольного возраста в условиях приподнятого и пониженного залегания блоков фундамента.

2. Высоко перспективными выделены крупные валлообразные поднятия тектоно-седиментационного генезиса, приуроченные к структурам II-ого порядка, формирующие на относительно более древних уровнях отложений мегаобъекты – мегаподнятия, отражающиеся в новом представлении закономерностей распределения аномалий потенциальных полей и особенностей проявления разломной тектоники.

3. Прогноз и обнаружение новых залежей основывается на особенностях расположения крупных поднятий и мегаподнятий в палеозойском комплексе ПБ, тектоническим критерием и влиянием разломной тектоники, ориентированной в «промангышлакском» простирании на Мангышлаке, структурным фактором и приподнятым залеганием ловушек, определяющих различный фазовый состав УВ на У-Б-ом бассейне.

4. Основными объектами поиска являются крупные поднятия на глубинах 5.5-8.0 км во внутренних относительно погруженных районах ПБ с преимущественно терригенным и карбонатно-терригенным осадконакоплением, обосновывающие значительное расширение площади перспективных земель и благоприятные предпосылки для существенного прироста запасов.

5. В оценке перспективности палеозойского комплекса первостепенное значение имеет прогноз и обнаружение экологически чистых от сероводородного «заражения» значительных залежей УВ на крупных поднятиях в прибортовой и внутренней относительно глубоководной части ПБ, в областях преимущественного терригенного и карбонатно-терригенного осадконакопления.

6. По всем критериям наиболее перспективными для поисков УВ обоснованы крупные поднятия Кобяковская-Алга, Забурунье, Новобогатинск, Сарайшик, Жамбай (междуречье У-В), Нур-Куржем, Улькентобе ЮЗ, Кырыкмерген-Мунайлы Сев., Кызылкудук, Буйыргын (на юго-востоке), Акжар-Курсай, зона Шиликты, Урихтау (восточный борт), Тамды Ширак, Желаевская (северный борт), Песчаномыско-Ракушечное, Курмангазы, Узень, Северо-Каспийское (на западе ТП), которые, в свою очередь, объединяются на местах по ряду признаков в мегаподнятия.

Существующие объективные тенденции и особенности:

- ❖ Изменение сложившихся стереотипов в геологоразведочной отрасли с учетом того, что выдерживается сохранение полноты разреза PZ в погруженных внутренних районах ПБ, предпочтение поисков залежей с малосернистой нефтью, перспективность глубоководных отложений в бассейновой части.
- ❖ Наряду с масштабными залежами в крупных карбонатных платформах, распространенных в бортовых зонах, высока вероятность обнаружения не менее крупных залежей в бассейновой части ПБ в областях с терригенным и смешанным характером осадконакопления.
- ❖ Элементы разломной тектоники и концентрический характер и опускание (от борта к центру) блоков фундамента, формирование новых уровней и поясов повышенного осадконакопления, которые определяют тренды распространения крупных поднятий.
- ❖ Вероятность обнаружений новых залежей в PZ отложениях Устюрт-Бозаши и Мангышлака оценивается высоко с учетом слабой изученности и повышением в общем технических возможностей обработки данных, что, в свою очередь, определяет поисковый интерес и отдельное приоритетное направление работ в этих регионах.
- ❖ Залежи в относительно более древних свитах в контуре и на периферии продуктивных карбонатных платформ ПБ характеризуются невысоким содержанием H_2S и серы, в отличие от основной залежи на самой платформе (примеры: выступ Чинаревское, Астраханский свод, зона Тенгиз-Ансаган).



1. Увеличение глубинности исследования, прогноз и обоснование перспективных объектов на больших глубинах



2. Новая концепция поисков, в основе которой прогноз малосернистых залежей нефти и газа

***В основе
новых
подходов!***

6. Рассмотрение палеозойской толщи с единых позиций строения и перспективности в качестве главного направления и объекта ГРП

3. Комплексирование данных на основе объективной связи структурно-тектонического развития (сейсморазведка и данные бурения) и аномалий потенциальных физических полей

5. Учет состояния и основных показателей ГРП и Отрасли в целом

4. Расширение территории для постановки поисковых работ и прогноз крупных перспективных объектов в условиях терригенного и карбонатно-терригенного осадконакопления





Палеотектоническое единство ЮВ-ой окраины ВЕП (ПБ) и блока Устьурт, существование в конце палеозоя единой Восточно-Европейско-Туранской плиты



*Принципы в оценке палеозойской толщи
как единого объекта
и направления исследований*

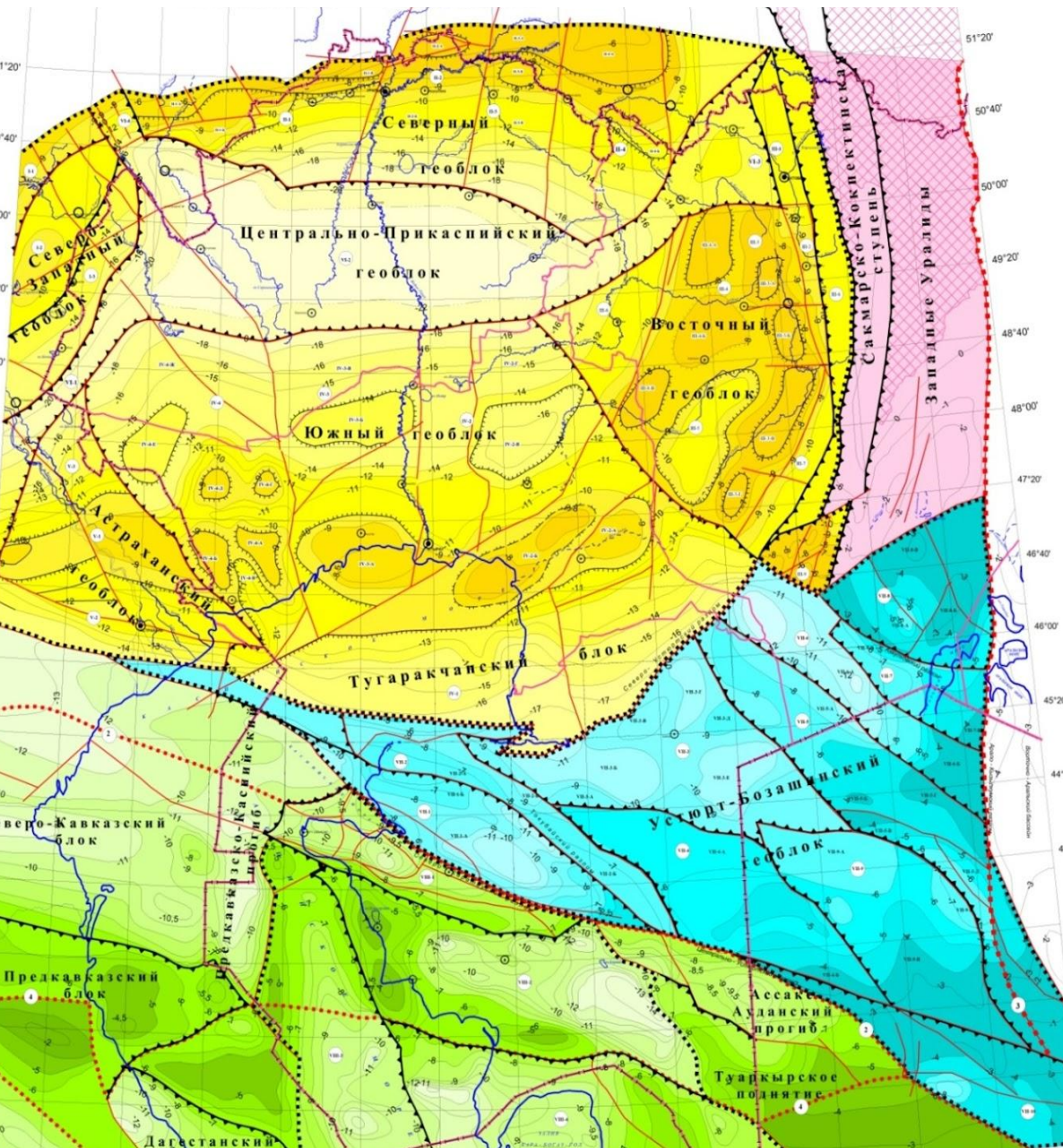
Стратиграфическое скольжение возраста фундамента в направлении с юга на север, от Мангышлака и Устьурт-Бозаши к ПБ (от допалеозойского к AR+PR)

Уверенное выделение кровли PZ в разрезе запада ТП (ОГ PZ / V¹) в качестве устойчивой границы; осадочный генезис PZ₂-ой толщи по данным сейсмической интерпретации

Фактический материал:

- Результаты анализа и сравнения данных по более, чем 500 глубоким скважинам за период 1990-2020 гг.
- Данные по 6-ти Проектам поисковых работ по разведочным блокам в Западном Казахстане, вступивших в стадию реализации, в которых соискатель являлся научным руководителем.
- Результаты комплексной и количественной оценки прогнозных ресурсов бассейнов Западного Казахстана за периоды 1989-1994 и 2009-2013 гг., в которых соискатель принимал участие и являлся одним из ответственных исполнителей.
- Материалы по опубликованным данным и выступлениям (докладам) на международных и республиканских отраслевых конференциях и Геологических форумах по расширению масштабов геологоразведки на территории Казахстана.
- Подтверждение научных прогнозов и получение положительных результатов при бурении на ряде палеозойских структур (Тузкум, Улькентобе Юго-Западный, Урихтау, Урихтау Южный, Урихтау Восточный, Кобяковская-Алга, Ансаган, Есекжал).
- Материалы по опубликованным научным работам и статьям в международных рейтинговых изданиях Российской Федерация, Узбекистана и Казахстана за период 2016-2021 гг.

Полученная модель формирования PZ отложений учитывает пространственно взаимоотношение крупных блоков фундамента, позволяет уточнить структурно-тектонические особенности и состав основных ЛСК, существенно расширяющие интервал перспективности и вероятной продуктивности на гл. 5,5-8,0 км



Геоблоки. I – Северо-Западный: 1 – Северо-Западный борт, 2 – Палласовский выступ, 3 – Волгоградская ступень,

II – Северный. Блоки: 1 – Карповско-Каменковский, 2 – Чинаревский, 3 – Аксайский, 4 – Соль-Илецкий;

III – Восточный: 1 – Актюбинская ступень, 2 – Остансукский блок; системы выступов: 3 – Темирско-Утыбайская, 4 – Коскольско-Ащикольская, 5 – Сагизский прогиб, 6 – Западно-Байганинская ступень;

IV – Южный. Блоки: 1 – Тугаракчанский, 2 – Макацкий (А-Шукатский выступ, Б-Атырауская система выступов, В-Доссорский прогиб), 3 – Восточно-Междуреченский (выступы: А-Новобогатинский, Б-Жайкский), 4 – Западно-Междуреченский (выступы: А-Октябрьский, Б-Кобяковский, Г-Мынтобинский, Д-Кошалакский, Е-Азгирский);

V – Астраханский:

VI – Центрально-Прикаспийский. Блоки: 1 – Сарпинский, 2 – Центральный, 3 – Новоалексеевский, 4 – Межузеньский;

Западная часть ТП

VII – Устьурт-Бозаши. Блоки: 1 – Южно-Бозашинский, 2 – Северо-Бозашинско-Такубайский, 3 – Колтыкско-Кулажатский, 4 – Ирдалинский, 5 – Самский, 6 – Косбулакский, 7 – Аккулковский, 8 – Шалкарский, 9 – Барсакельмесский, 10 – Каракумский;

VIII – Мангышлак. Блоки: 1 – Центрально-Мангышлакский, 2 – Сегендык-Жазгурлинский, 3 – Самурско-Песчаномысский, 4 – Карабогаз-Туаркырский

Схема тектоники Каспийского региона по палеозойскому комплексу



Элементы II порядка

ПБ. I – Северная БЗ. Блоки: 1 – Карповско-Каменковский (а-Карповский выступ, б-Деркульский вал), 2 – Чинаревский, 3 – Аксайский (а-Карачаганакский выступ), 4 – Соль-Илецкий (а-Кобланды-Тамдинская ступень);

II – Восточная БЗ. 1 – Темирская зона валообразных поднятий, 2 – Остансуковский прогиб, 3 – Актюбинская зона поднятий, 4 – Тортколь-Жанажольская зона, ступени: 5 – Боржер-Акжарская, 6 – Байганинская, 7 – Шубаркудук-Коскольская зона поднятий, 8 – Егинды-Сарыкумакская ступень, 9 – Терескенский прогиб;

III – Южная БЗ. 1 – Мынтобинско-Новобогатинская зона поднятий, 2 – Гурьевско-Кульсаринская ступень, 3 – Каратон-Тенгизская зона поднятий, 4 – Южно-Эмбинское поднятие, 5 – Маткен-Биикжальская ступень, 6 – Намазтакырская ступень;

IV – Астраханская зона дислокаций;

V – Центрально-Прикаспийская зона депрессий (2 – Межузеньский вал, 4 – Хобдинская, прогибы: 7 – Новоалексеевский, 8 – Сарпинский);

VI – Западная зона дислокаций

Запад Туранской плиты

Устюрт-Бозаши. VII-1 – Южно-Бозашинский прогиб, VII-2 – Бозашинское поднятие, VII-3 – Арыстановская ступень, VII-4 – Колтыкско-Кулажатский прогиб, VII-5 – Аманжольская седловина, VII-6 – Мынсуалмасская ступень, VII-7 – Самский прогиб, VII-9 – Косбулакский прогиб, VII-10 – Шалкарский прогиб, VII-11 – Актумсукское поднятие, VII-12 – Барсакельмесский прогиб, VII-13 – Куаньш-Коскалинский вал, VII-14 – Судочий прогиб

Мангышлак

Блоки: VIII-1 – Центрально-Мангышлакский (валы: а-Тюбкараганский, з-Бекебашкудукский), VIII-2 – Сегендык-Жазгурлинский (в-Ракушечное поднятие, г-Жазгурлинский прогиб, д-Жетыбай-Узеньская ступень), VIII-3 – Самурско-Песчаномысский (б-Песчаномысский прогиб), VIII-4 – Карабогаз-Туаркырский (б-Кендерлинская ступень, д-Карабогазский прогиб)

Высокие перспективы палеозойских отложений определяются:

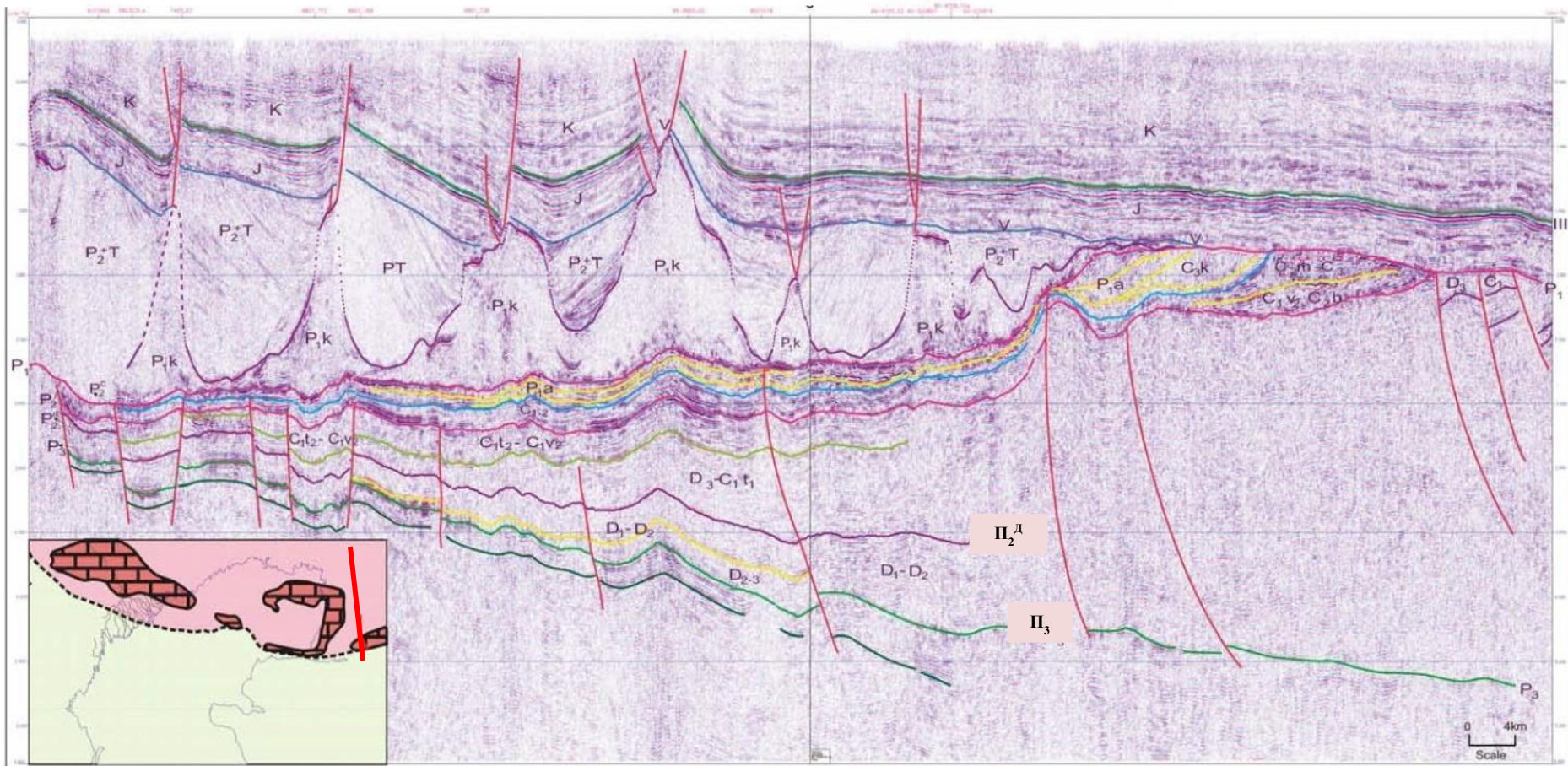
- блоковое строение и различие в глубинах залегания фундамента,
- продолжительность этапов седиментации (девон, нижний карбон),
- литолого-фациальная изменчивость и значительные толщины отложений,
- развитие крупных конседиментационных поднятий и карбонатных массивов $D_{2-3} - C_1$ возраста;
- контрастное положение блоков фундамента в отдельных зонах: Тенгиз-Кашаган, Южно-Эмбинское поднятие и Атырауско-Шукатская, Новобогатинская, Жанажол-Торткольская, Темирская зоны, определяющее разнообразие в залегании крупных структур (ловушек).

Состав и характеристика палеозойского комплекса ПБ по региональному сейсмическому профилю 84-85 05 21 и 84-85 05 19

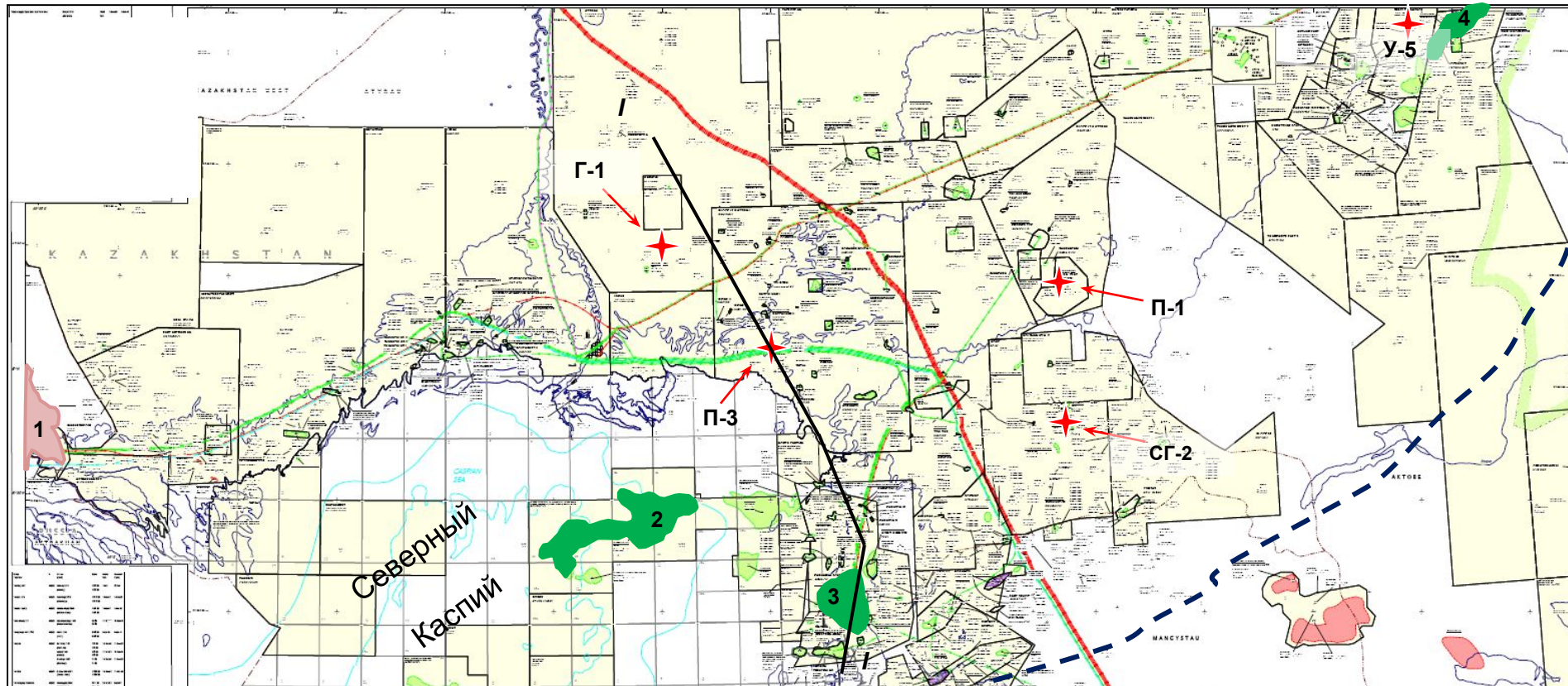
СЗ Северо-западный склон Южно-Эмбинского поднятия

Южно-Эмбинское поднятие

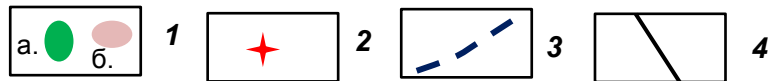
ЮВ



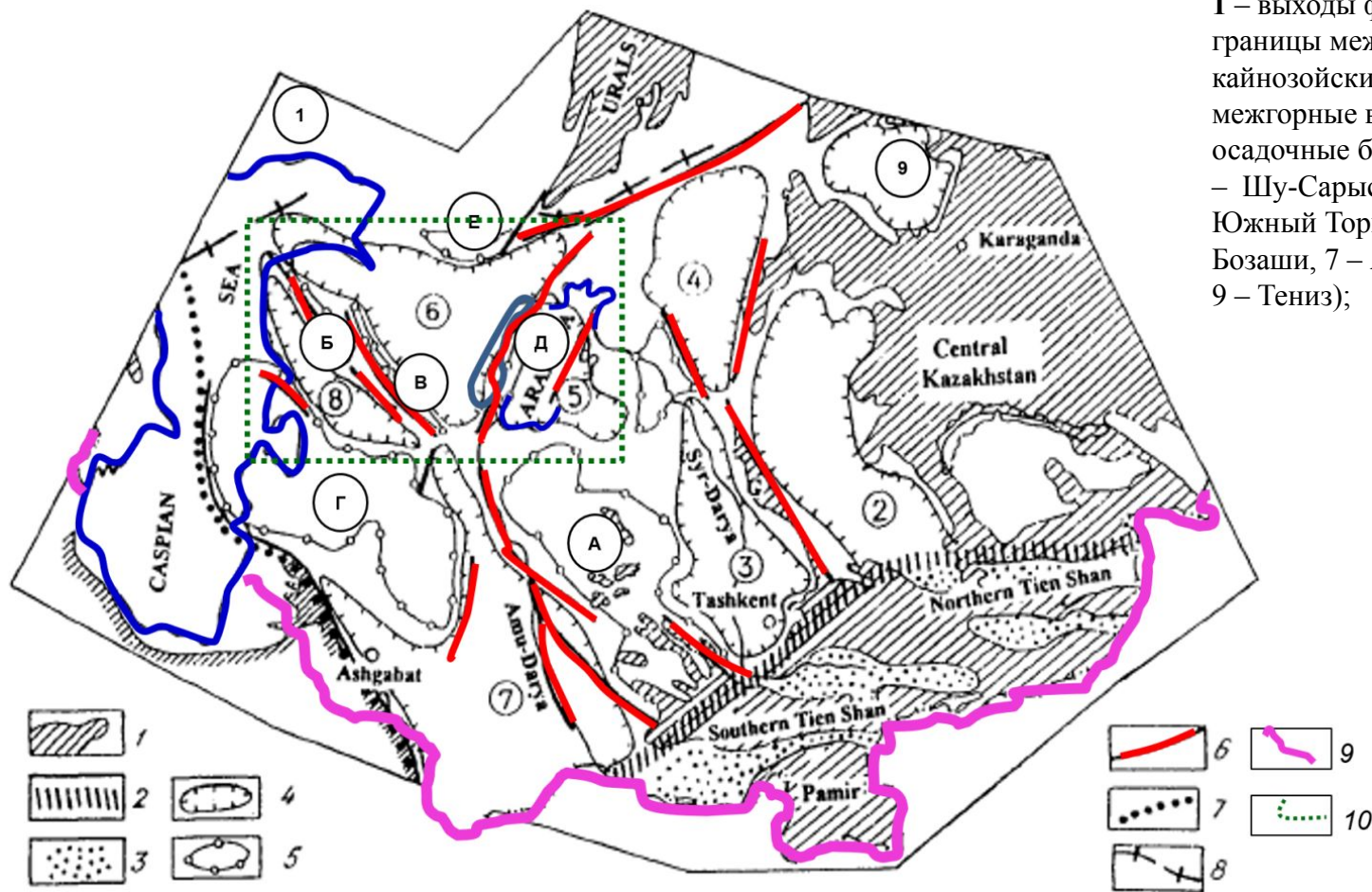
Южная часть Прикаспийского бассейна. Сверхглубокие пробуренные скважины



1. Основные ЗНГН и месторождения УВ: а. – газовые (1 – Астраханское), б. – нефтяные и нефтегазовые (2 – Кашаган, 3 – Тенгиз, 4 – Жанажол);
2. Скважины с аномальной отметкой вскрытия палеозоя: Г-1 – Тасым Юго-Восточный (7050 м), П-3 – Акатколь (6455 м), П-1 – Эмбинская (6203 м), СГ-2 – Биикжал (6028 м), У-5 – Урихтау (5374 м);
3. Контур южной границы Прикаспийского бассейна на суше;
4. Линия сейсмогеологического профиля I – I



Тектоническая схема запада ТП



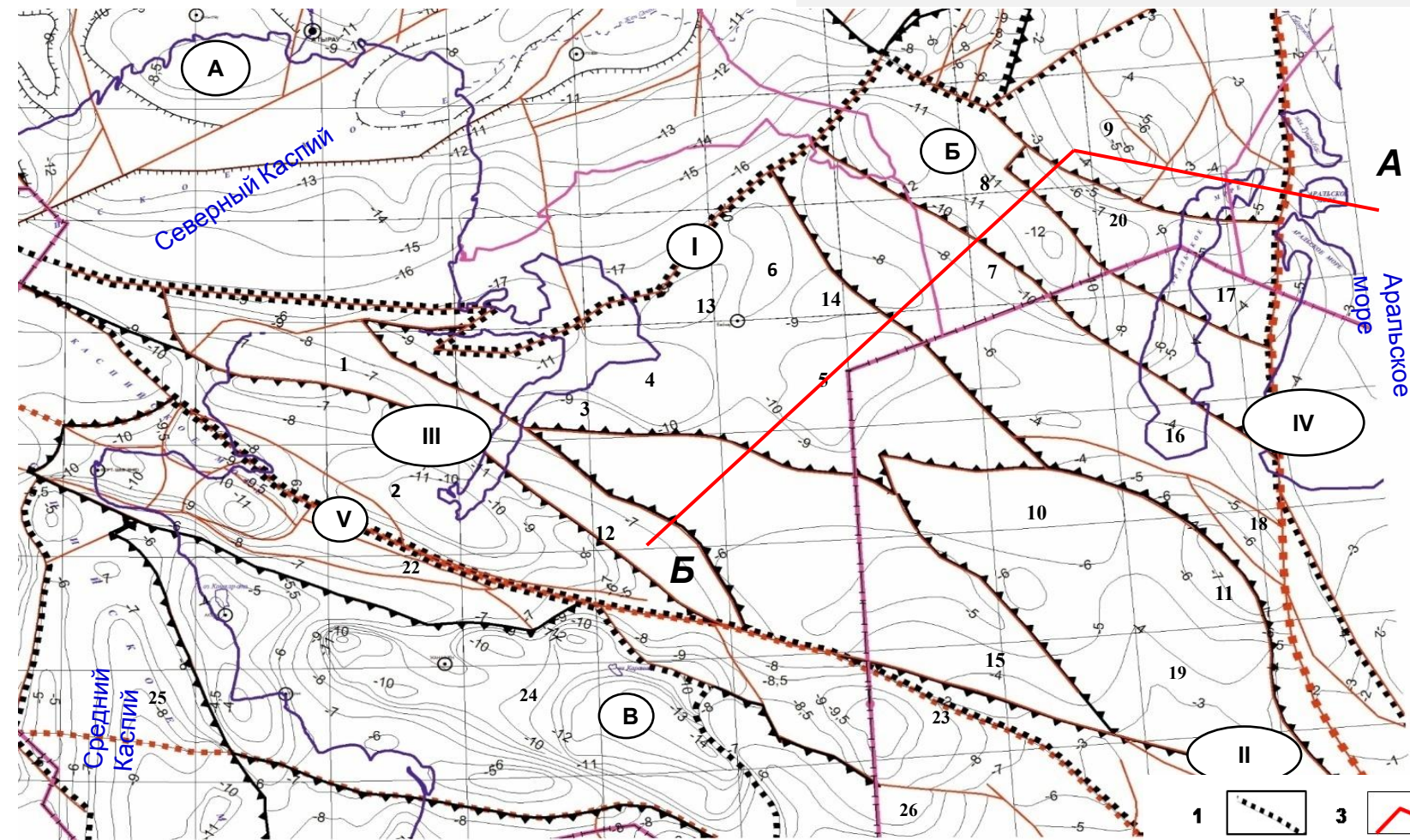
1 – выходы фундамента на поверхность; 2 – границы между платформами и кайнозойскими сооружениями; 3 – межгорные впадины; 4 – большие осадочные бассейны (1 – Прикаспийский, 2 – Шу-Сарысусский, 3 – Сырдарьинский, 4 – Южный Торгай, 5 – Аральский, 6 – Устюрт-Бозаши, 7 – Амударьинский, 8 – Мангышлак, 9 – Тениз);

5 – основные рифтовые поднятия (А – Кызылкум Центр., Б – Мангышлак Центр., В – Устюрт Центр., Г – Карабогаз-Каракум, Д – Арало-Кызылкумский, Е – Южно-Эмбинский), 6 – разломы. Граница ТП с: 7- альпийскими складчатыми сооружениями; 8 – Скифской платформой и Уралом; 9 – южная граница СНГ.

Особенности ЛСК и ФЕС отложений

- Блоковая тектоника и широтная ориентировка крупных блоков;
- Выделяются сложно дислоцированные терригенно-карбонатные породы D_3-P_1 ; В отдельных зонах отложения D_3-C_1 и C_3-P_1 ;
- Дисгармоничная толща в разрезе палеозоя.

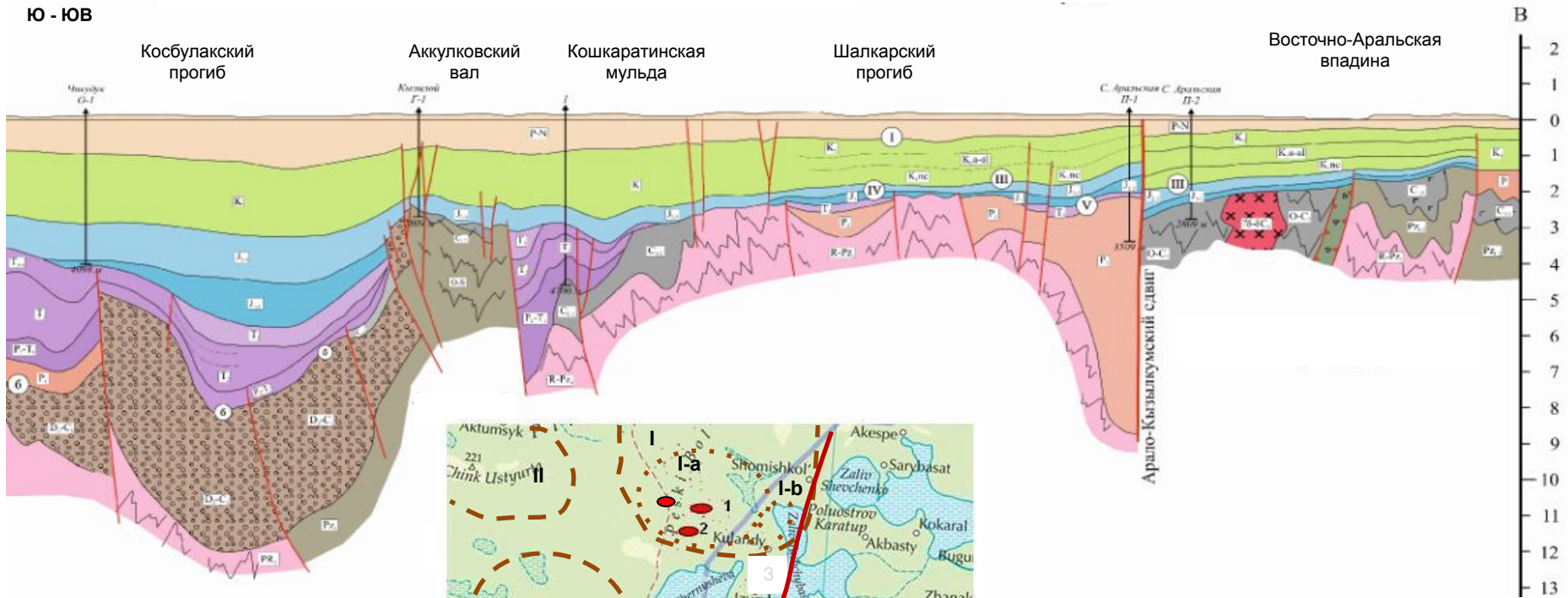
- Проявление интрузивного магматизма и развитие «кор выветривания»;
- Аркозы и аркозовые песчаники на месте дробления и разуплотнения интрузии имеют пористость 15-23 %, проницаемость до 1,8 мкм² (Майлибаев М.М., 2014);
- По сейсмическим данным наличие фрагментов солеродного бассейна, небольших палеоводоемов (Курмангазы, Жемчужины, Тышканды, Дархан);



1 – структуры I-ого порядка: А – Прикаспий, Б – Устюрт-Бозаши, В – Мангышлак;

2 – контуры крупных блоков фундамента: 1 – Северо-Бозашинский выступ, 2 – Южно-Бозашинский прогиб, 3 – Арыстановская ступень; прогибы: 4 – Колтыкский, 5 – Кулажатский, 6 – Мынсуалмасский, 7 – Самский, 8 – Косбулакский, 9 – Кошкаратинский, 10 – Барсакельмесский; 11 – Судочий; выступы: 12 – Токубайский, 13 – Жайылганский, 14 – Шагырлинский, 15 – Байчагырский, 16 – Кассарминский, 17 – Куландинский, 18 – Тахтакаирский, 19 – Куаныш-Коскалинский, 20 – Аккулковская ступень, 21 – Каракумский блок, 22 – Центрально-Мангышлакская зона, 23 – Ассакее-Ауданский прогиб, 24 – Сегендык-Жазгурлинская зона выступов и прогибов, 25 – Самурско-Песчаномысский блок, 26 – Туаркырское поднятие; 3 – разломы: I – Северо-Устюртский, II – Центрально-Устюртский, III – Такубайский, IV – Арало-Кызылкумский, V – Северо-Каратауский; 4 – изогипсы по кровле фундамента, км; 5 – постколлизонные трансрегиональные сдвиги; 6 – государственная граница.

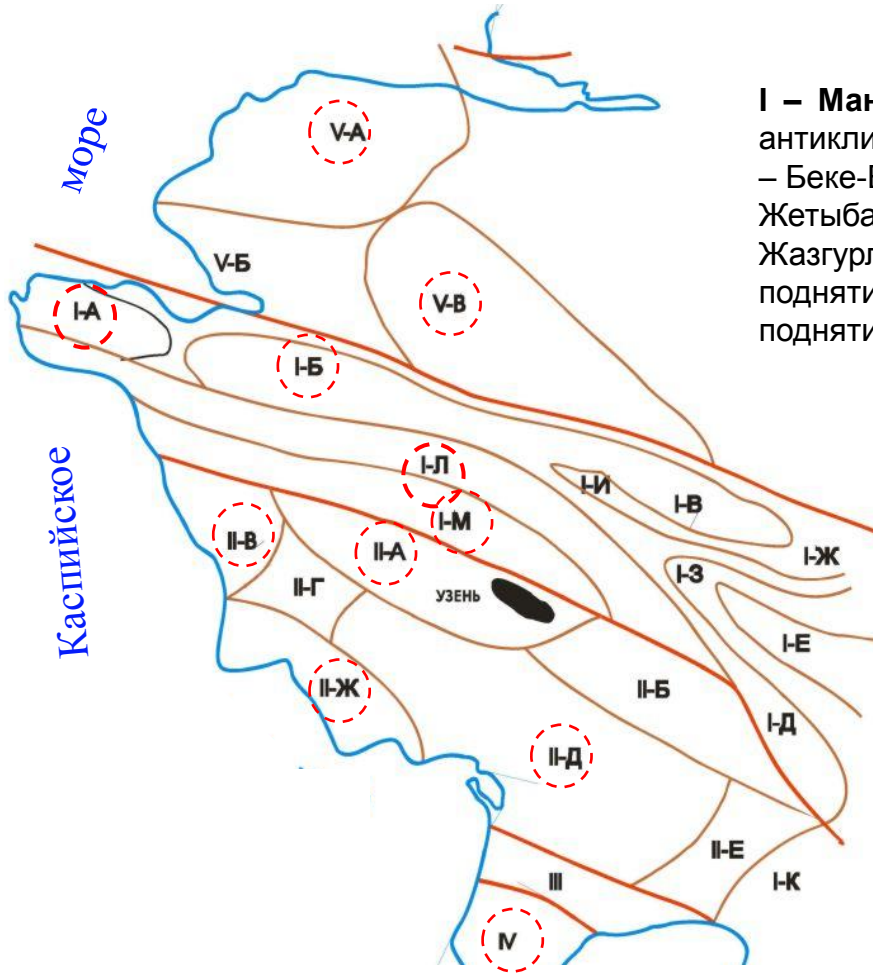
Региональный профиль (А – В) Устюрт-Бозаши – Восточно-Аральская впадина



Прогибы: I – Шалкарский, (мульды: I-a – Кошкаратинская, I-b – Тобебулакская); II – Самский, III – Косбулакский, IV – Барсакельмесский, V – Судочий, VI – Восточно-Аральский

Тектоническое районирование Мангышлака

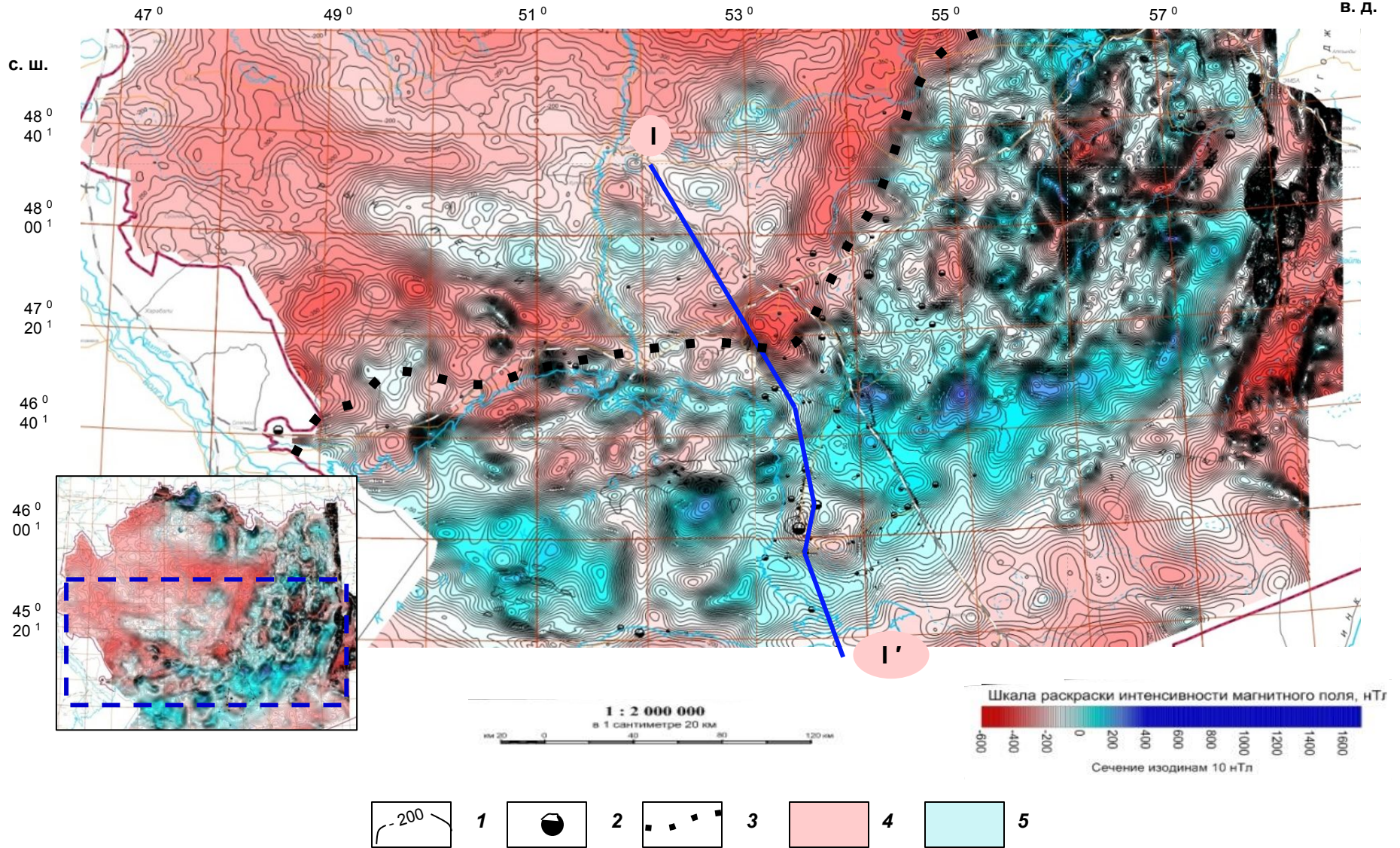
Широтное и субширотное, «промангышлакское» простираение крупных блоков



I – Мангышлакская система дислокаций, I-A – Тюбкараганская антиклиналь, I-Б – Каратауский вал, I-Л – Чакырганский прогиб, I-М – Беке-Башкудукский вал, **II – Южно-Мангышлакский прогиб**, II-A – Жетыбай-Узенская ступень, II-B – Сегендыкская депрессия, II-Д – Жазгурлинская депрессия, II-Ж – Песчаномысско-Ракушечная зона поднятий, **IV – Карабогазский свод**, V-A – Северо-Бозашинское поднятие, V-B – Южно-Бозашинский прогиб

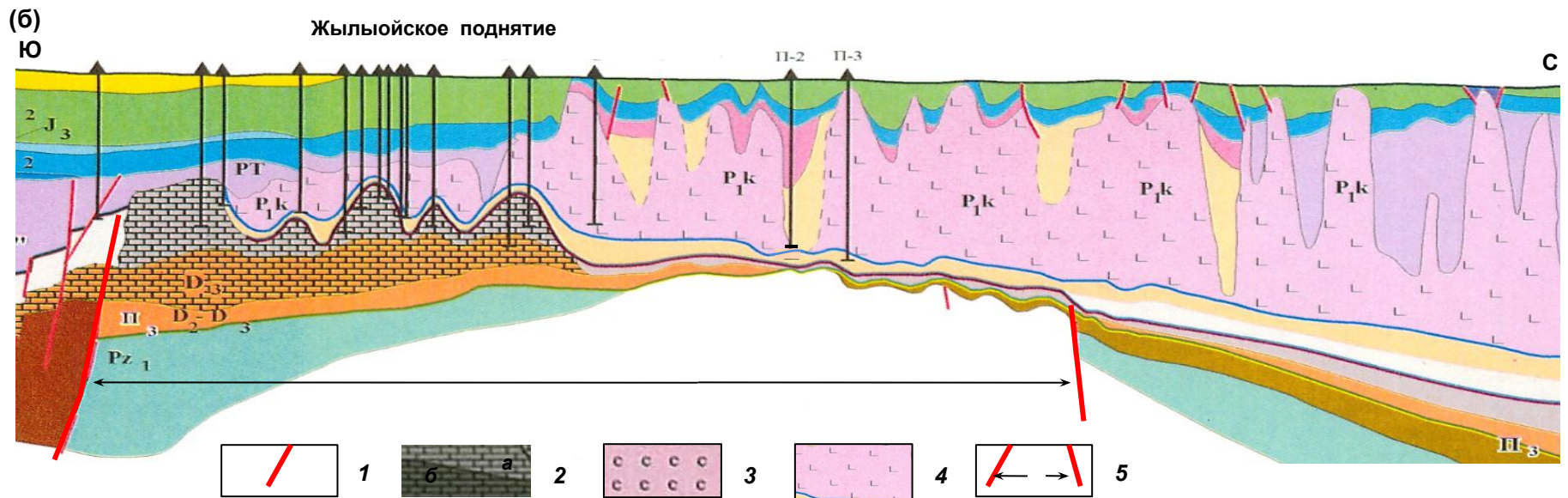
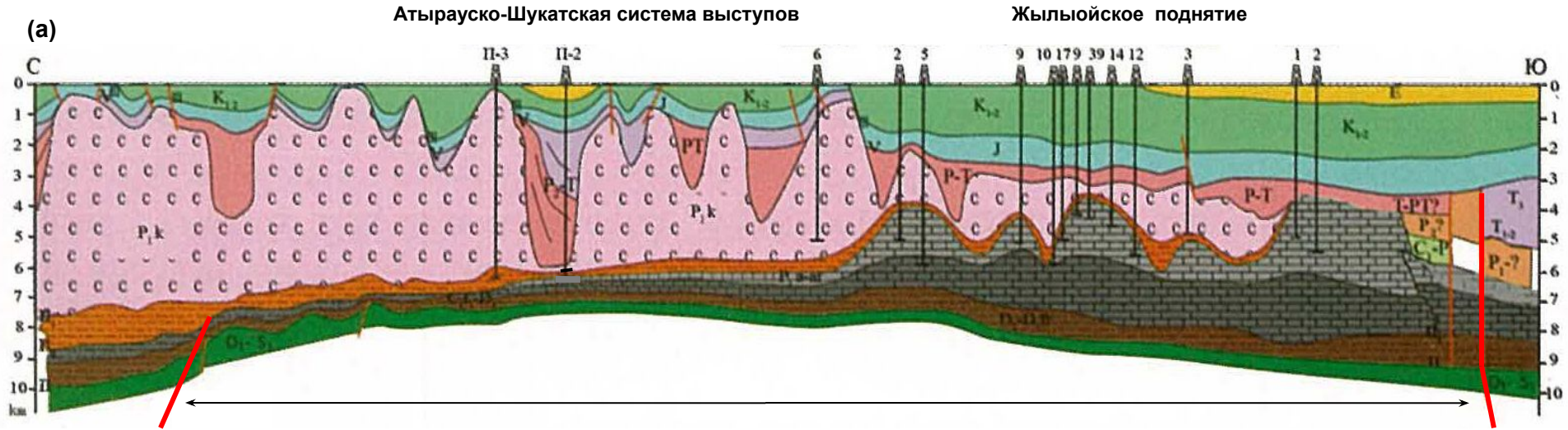
Нефтегазоносность палеозойских отложений западной части Туранской плиты (ТТ)

Площадь	№ скв	Свита	Интервал, м	Состав вмещающих УВ пород	Результаты испытания			Нефтегазоносность
					Нефть, м3/с	Газ, тыс м3/ с	Вода, м3/ с	
Каракудук	1	C ₁	3654-3722	известняки кавернозные	6,5	-	12,5	Приток нефти (уд.вес – 0,842 г/см3)
Центральный Кушкаир	1	PZ	-	толща карбонатов (232м)	-	50	-	Промышленный приток горючего газа
Акчалак	18	PZ	-	Толща известняков (17м)	-	308	-	Промышленный приток горючего газа
Караумбет Северный	1	C-P ₁	-	трещиноватые аргиллиты (158м)	-	1,5	-	Приток газа
Урга Северный	-	C-P ₁	-	выветрелые породы	-	Фонтан газа	-	Фонтанный приток газа
Арка-Кунград	П-1	C-P ₁	3612-4705	черные аргиллиты	-	-	-	Высокий генерационный потенциал палеозоя по данным геохимии
Карачалак	-	C ₁	-	нет данных	-	Фонтан газа	-	Фонтанный приток газа
Оймаша	9	PZ	3752-3786	метаморфическ ие породы	29 (10 мм)	-	-	Промышленные притоки нефти и газа
		PZ	3600-3640	метаморфическ ие породы	14,4	-	-	
	12	PZ	3720-3773	кора выветривания	246 (9 мм)	22 (9 мм)	-	



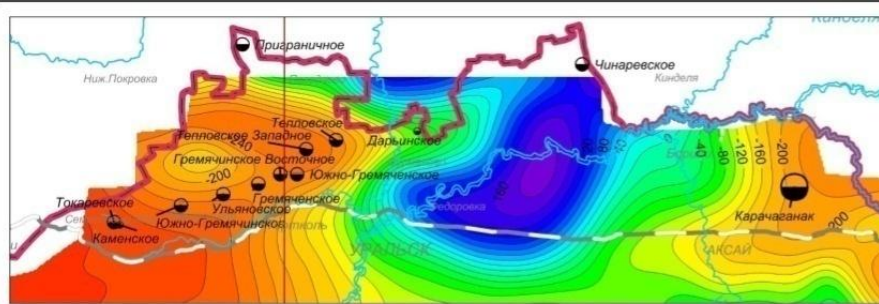
- 1 – изолинии значений АМП, нТл; 2 – месторождения углеводородов; 3 – линия, обозначающая передний край геомагнитной ступени; 4–5 – области значений АМП: 4 – пониженного, 5 – повышенного

Региональный геолого-сейсмический разрез I – I
по линии Акатколь – Тенгиз – Южная



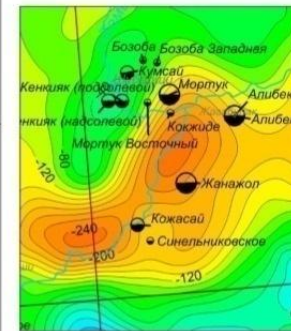
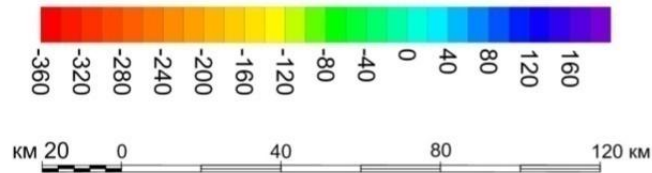
По данным: (а) Ажгалиева Д.К., Воронова Г.В., Ескожа Б.А. 2012-2015 гг. (б) – Карты прогноза нефтегазоносности Казахстана. 2002 г.

Особенности магнитного поля на участках подсолевых месторождений ПБ

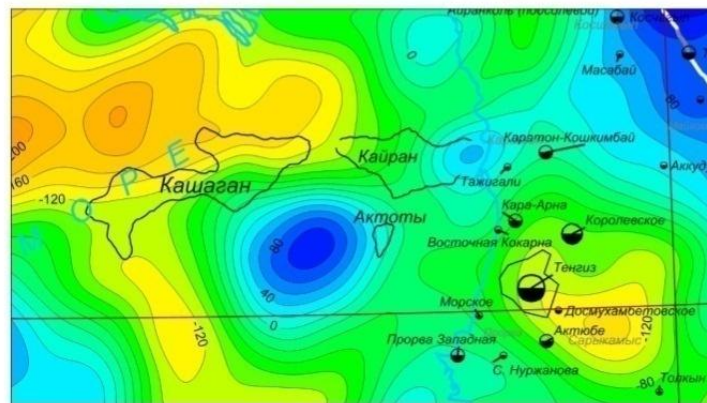


Северный борт впадины

Сечение изолиний магнитного поля 20 нТл
Шкала раскраски интенсивности магнитного поля, нТл

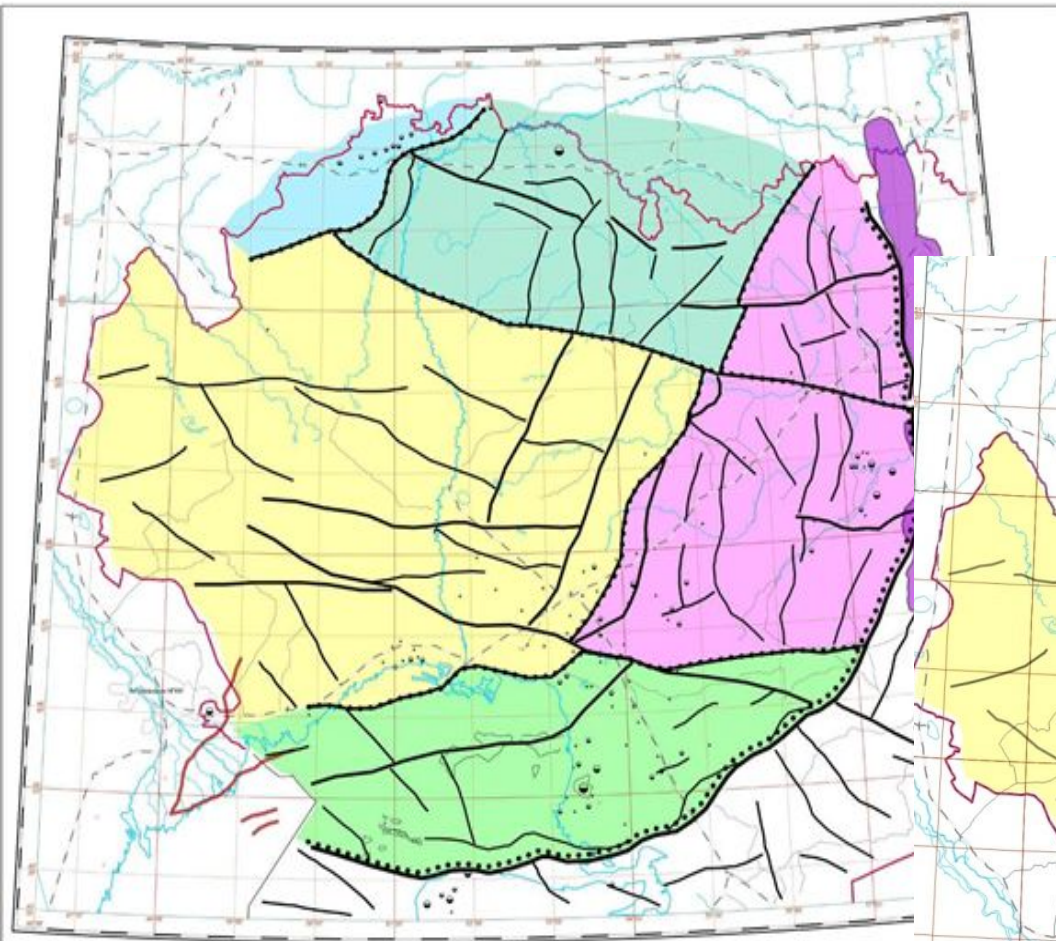


Восточный борт впадины



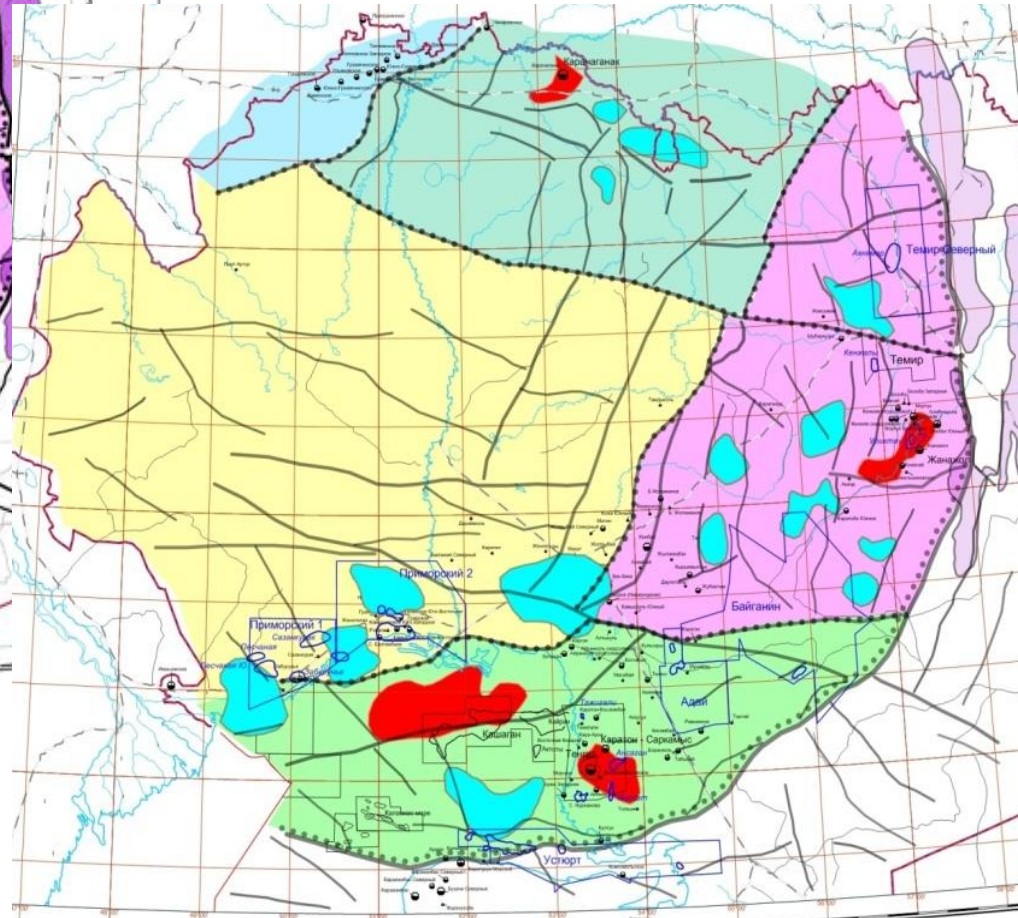
Южная часть впадины

Блоковое строение и линеаментный анализ магнитного поля ПБ



*Геоблоки ПБ: 1 – Северный, 2 – Восточный, 3 – Южный,
4 – Центральный, 5 – Северо-Западный*

*Элементы прогноза нефтегазоносности ПБ
на основе магнитометрических данных*



Акцентирована девонско-нижнекаменноугольная часть разреза

Характеристика нефтегазоносности девонских отложений
ПБ по данным бурения

Площадь	Регион	Возраст/ НГК	ВНК, м	Глубина гор-тов,м	Объекты разработки	Результаты бурения и испытания
Тенгиз	Юго-восток (Каратон- Тенгизская зона)	C ₃ ; C ₁ v-t-s; D ₃	5450-5462	3900-4550	I (C ₂ b-C ₁ s); II (C ₁ v ₁ -t); III (D ₃)	Выявлены залежи нефти в верхнедевонских отложениях.
Карачаганак	Северный борт	D ₃ fr ₃ ; D ₂	5150	5690-5790	-	Выявлены залежи в среднем (бийский горизонт) и верхнем девоне.
Ансаган	Юго-восток (Каратон- Тенгизская зона)	D ₃		5490-5715; 5715-5918; 5918-6200	-	В скважинах Г-1, 2 и 3 вскрыты карбонаты среднего и верхнего девона, получен промышленный приток газоконденсата. Невысокое содержание H ₂ S во флюидах.
Чинаревская	Северный борт	D ₃ fr ₁ ; D ₂ gv; D ₂ gv-D ₃ fr ₁ D ₃ fm	-	4400-4900	I (D ₂); II (D ₃)	Залежи на северо-восточном и западном участке (D ₃ fr ₁ ;D ₂ gv). Залежь на южном участке (D ₃ fm). Продуктивны бийские, афонинские и ардаговские отложения среднего девона. Невысокое содержание сероводорода в УВ.
Кобланды	Северо- восточное обрамление	D _{2,3}	6737	6350-6446	3 объекта по ГИС (I, II, III)	На забое в скважине К-3 вскрыты эйфельские отложения (D ₂ ef). При испытании I объекта в колонне получен приток газа и воды, пленка нефти. Отсутствует содержание сероводорода.
Урихтау	Восточный борт	D ₃ fm	-	5360-5374	-	В скв У-5 при бурении на глубине 5360 м получено интенсивное нефтегазоводопоявление в отложениях верхнего девона (фамен). Сероводород отсутствует.

Схема мегаподнятий в палеозойском комплексе ПБ

1 – границы крупных геоблоков; 2 – контуры крупных структурных элементов верхнего порядка;

3 – региональные разломы и нарушения; 4 – границы Прикаспийского бассейна;

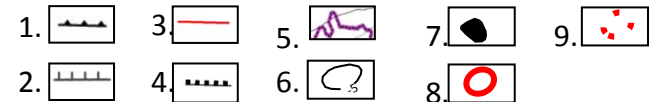
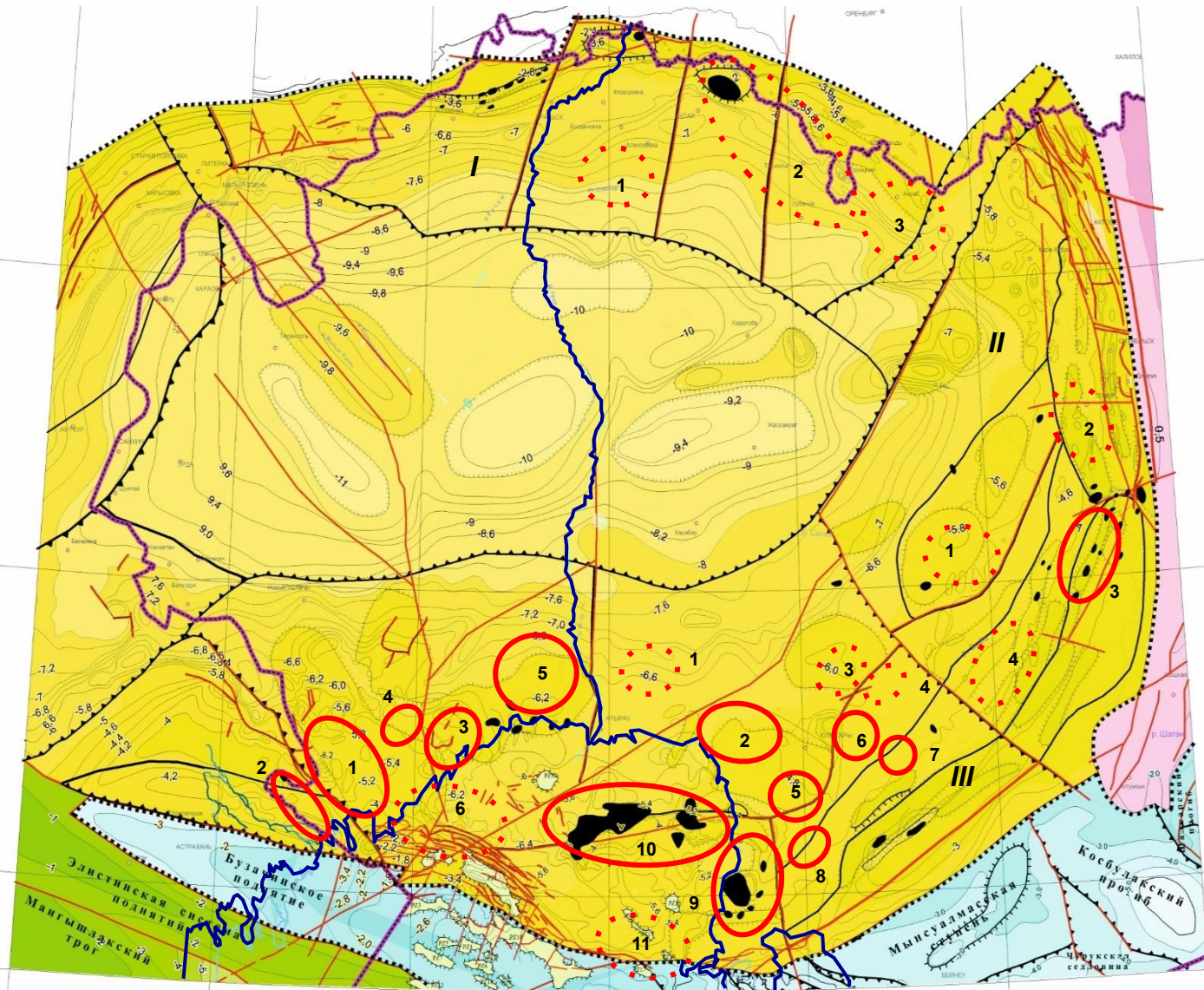
5 – административная государственная граница; 6 – изогипсы по поверхности палеозойского комплекса ОГ П1, км; 7 – залежи и скопления УВ;

Контуры мегаподнятий по палеозойской толще: 8 – уверенные; 9 – ожидаемые прогнозные. I – Северный борт (3): 1 – Желаевское, 2 – Карачаганак-Тамдинское, 3 – Ширакское;

II – Восточный борт (4): 1 – Коскольское, 2 – Темирское, 3 – Жанажол-Урихтауское, 4 – Боржер-Акжарское;

III – Южный борт (17): Юг. Междуречье Урал-Волга (6). 1 – Кобяковско-Приморское, 2 – Едил, 3 – Северо-Прибрежное, 4 – Песчаное, 5 – Лиман, 6 – Жамбайское,

Юго-восток (11). 1 – Тасымское, 2 – Акаткольское, 3 – Сарыниязское, 4 – Жусалысайское, 5 – Кызылкудук-Жантайское, 6 – Мунайлы-Адайское, 7 – Улькентобе-Биикжалское, 8 – Маткен-Карашунгильское, 9 – Тенгизское, 10 – Кашаганское, 11 – Сарытау



Общая характеристика выявленных мегаподнятий в палеозойских отложениях Прикаспийского бассейна

№	Мегаподнятие	ОГ	Изогипса, м	Крупные локальные поднятия	ОГ	Изогипса, м
				<i>Юго-восток (12)</i>		
1.	Акаткольское (5)	П ₃	-6850	Бекбике, Бейбит, Нур, Куржем, Акатколь	П ₃	-6450
2.	Тасымское (1)	П ₁	-6200	Тасым Юго-Восточный	П ₁	-6000
3.	Кызылкудук-Жантайское (5)	П ₃	-8200	Кызылкудук, Тюлюс, Жантай, Буйыргын, Берали	П ₃	-7350
4.	Улькентобе-Биикжалское (5)			Биикжал, Бииктобе, Улькентобе Юго-Западный, Ушмола, Машлы		
5.	Мунайлы-Адайское (3)	П ₃	-6900	Кырыкмерген – Мунайлы Северный, Есекжал, Каскырбулак Южный	П ₃	-6750
6.	Сарыниязское (1)	П ₁	-6200	Сарыниязское	П ₁	-6000
7.	Жусалысай (3)			Жусалысай, Кулакши, Иманкара		
8.	Маткен-Карашунгыл (5)			Маткен, Карашунгыл, Каракыз, Ушкан, Азнагул		
9.	Жайылган (5)	П ₁	-3900	Пустынное, Тажигали, Каратон, Кайран, Актоты	П ₁	-3750
		П ₂	-5000		П ₂	-4000
10.	Кашаганское (2)			Кашаган, Кашаган Восточный		
11.	Сарытау (4)	П ₁	-4250	Бурыншик, Бурыншик Восточный, Сарытау, Островная	П ₁	-3800
12.	Тенгизское (6)	П ₂	-5500	Королевская, Тенгиз, Ансаган, Огайское, Максат, Прибрежное	П ₂	-5000
		П ₂ ^Д	-6500		П ₂ ^Д	-6400
				<i>Юг (междуречье Урал-Волга) (6)</i>		
13.	Кобяковско-Приморское (6)	П ₃	-6350	Кобяковская, Казанский Восточный, Приморская, Кум Северный – Шыл, Шыл Южный, Алга	П ₃	-6200
14.	Едил (4)	П ₁	-4100	Имашевское, Караузек, Отер, Азау	П ₁	-3950
15.	Песчаное (4)	П ₁	-5500	Песчаное, Жантока, Сарышагыл, Сарышагыл Западный	П ₁	-5300
16.	Лиман (2)	П ₃	-8000	Новобогатинское, Сарайшик	П ₃	-7500
17.	Северо-Прибрежное (4)	П ₃	-6800	Октябрьское, Забурунье, Сазанкурак, Сазанкурак Западный	П ₃	-6500
18.	Жамбайское (2)	П ₃	-6250	Жамбай-море, Жамбай-Караколь	П ₃	-6000
				<i>Восточный борт (4)</i>		
19.	Коскольское (2)	П ₃	-6850	Шиликты – Шиликты Северный, Шубаркудук	П ₃	-6700
20.	Темирское (2)	П ₂	-6200	Аккум, Аккемир	П ₂	-5950
21.	Жанажол-Урихтауское (6)	П ₃	-5850	Урихтау, Жанажол, Урихтау Восточный, Урихтау Южный, Урихтау Западный	П ₃	-5400
22.	Акжарское (2)	П ₃	-5600	Акжар, Курсай	П ₃	-5375
				<i>Северный борт (3)</i>		
23.	Желаевское (1)			Желаевская		
24.	Карачаганак-Тамдинское (2)	П ₃	-7600	Карачаганак, Тамды, Кобланды	П ₃	-7450
25.	Ширакское (1)	П ₂	-6250	Ширак	П ₂	-6100

В плане

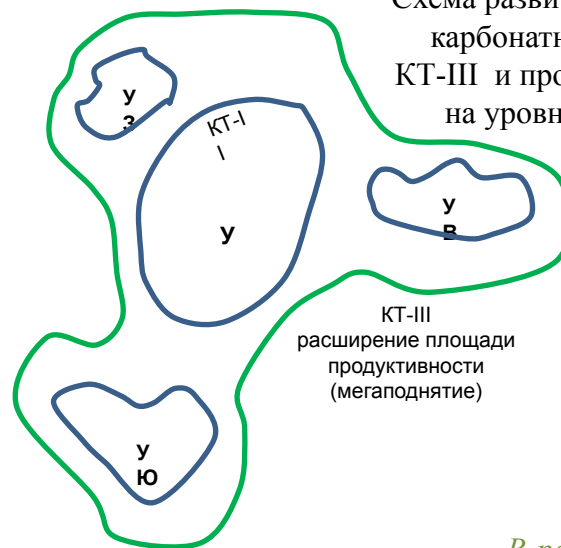
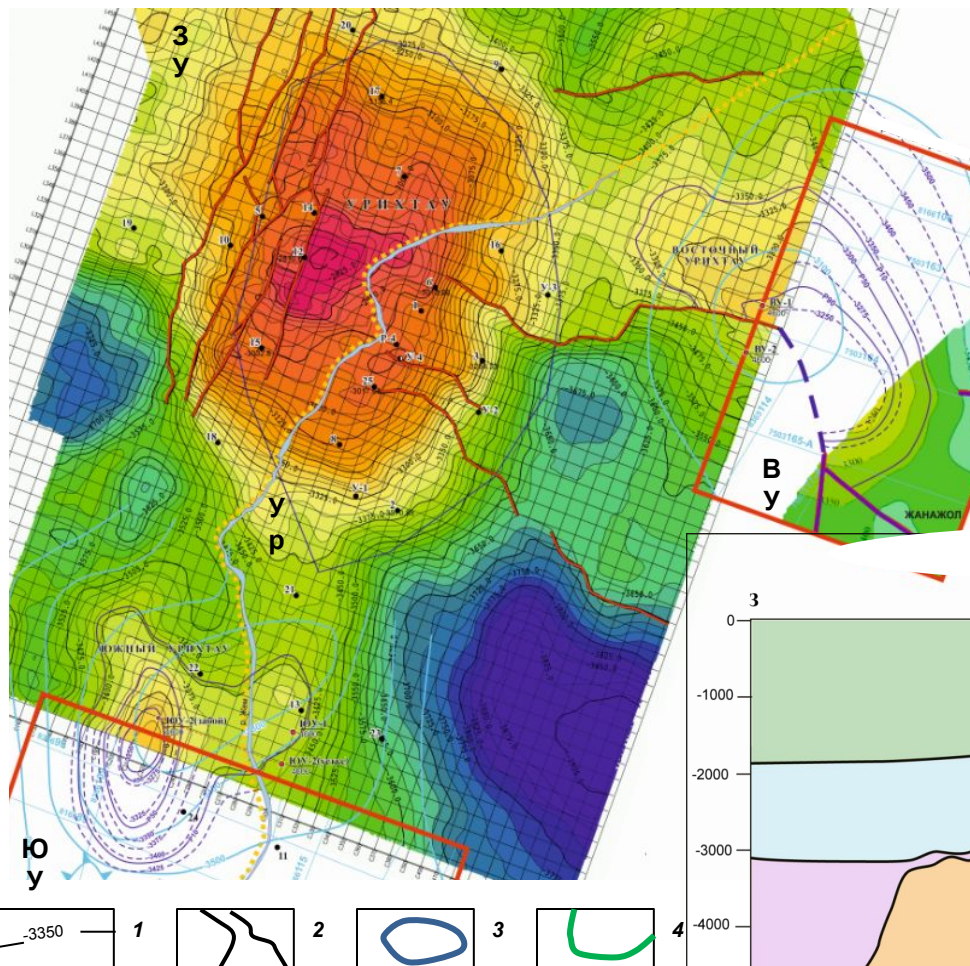
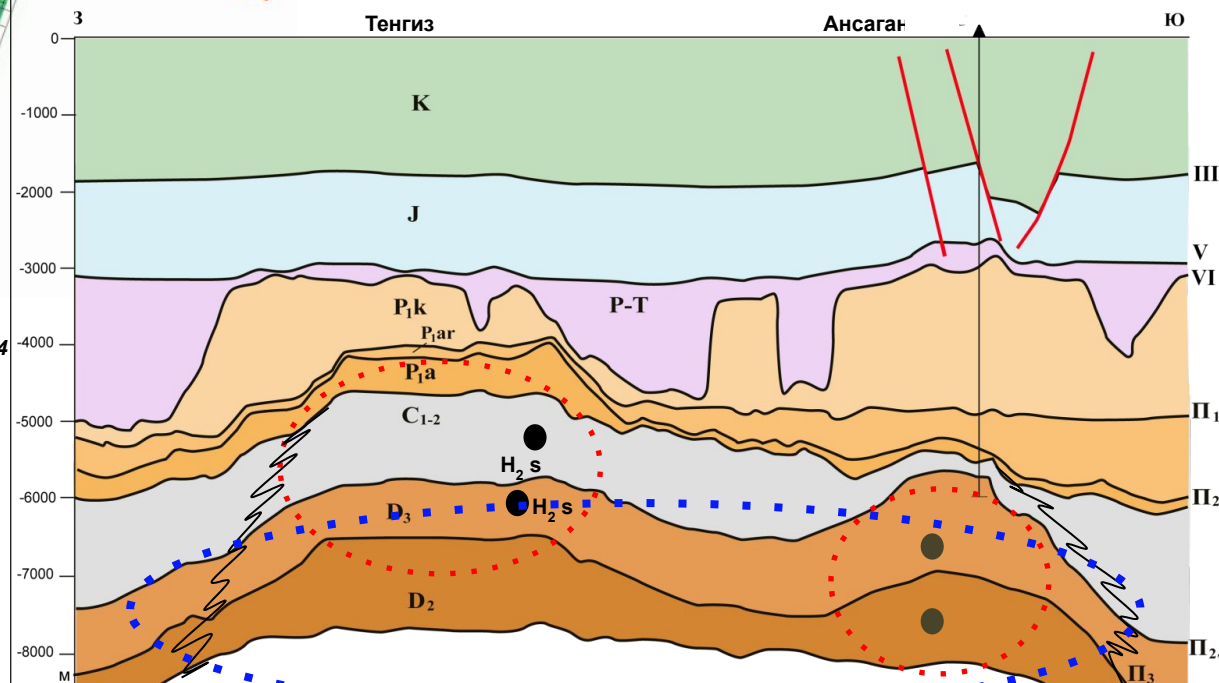


Схема развития продуктивности карбонатных толщ КТ-II и КТ-III и прогноз мегаподнятия на уровне КТ-III и ниже

КТ-III
расширение площади продуктивности (мегаподнятие)

В разрезе

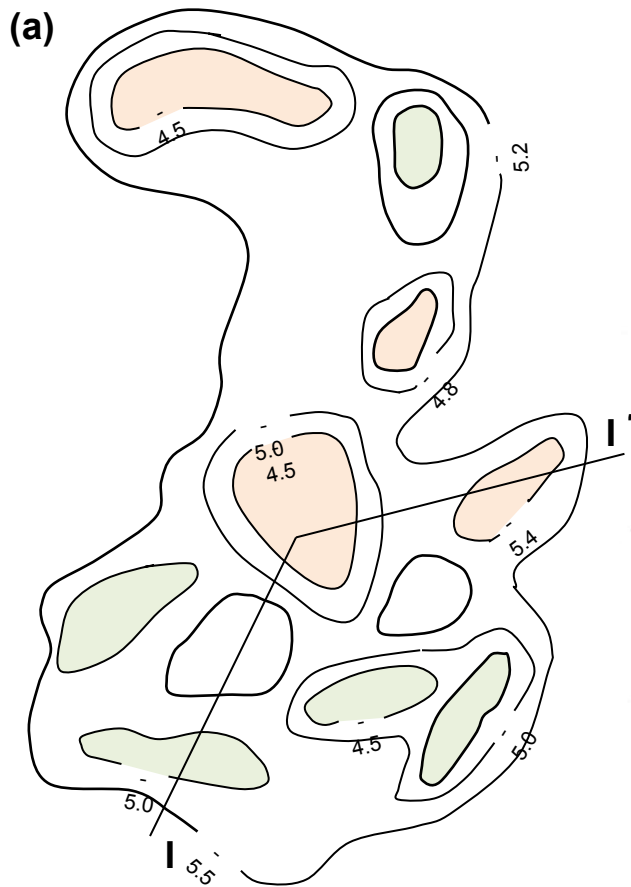
Каратон-Тенгизская карбонатная платформа



1 – изогипсы по кровле КТ-II (ОГ Π_2^1 (C_2b-C_1s), км; 2 – разломы, 3 – залежи в толще КТ-II, 4 – контур прогнозного расширения продуктивности КТ-II и мегаподнятия (D_3-C_1).
Поднятия: У – Урихтау, УЗ – Урихтау Зап., УВ – Урихтау Вост., УЮ – Урихтау Юж.

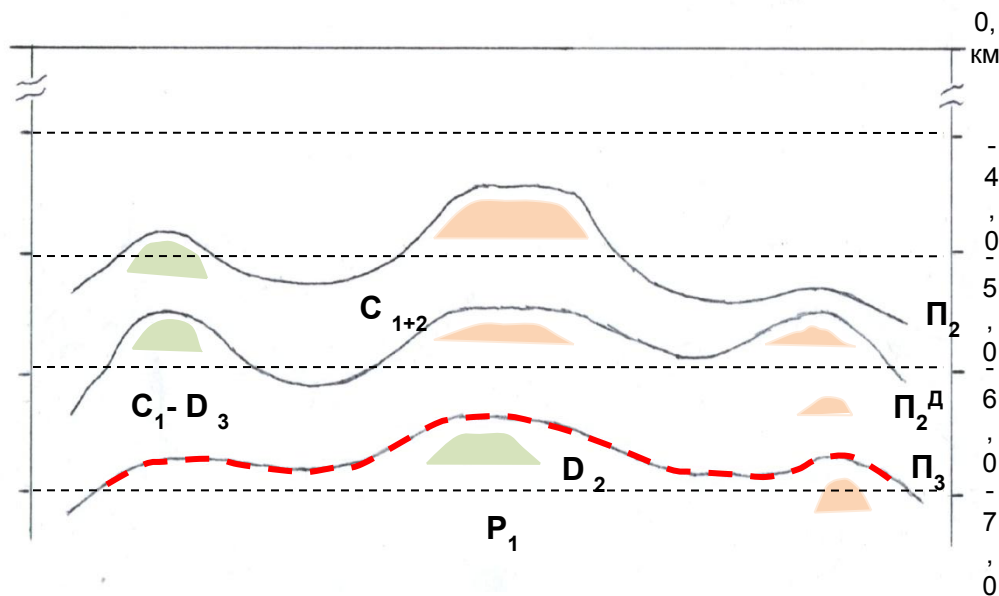
Аналоговая модель мегаподнятия в палеозойских отложениях Прикаспийского бассейна

Структурная схема (в плане)



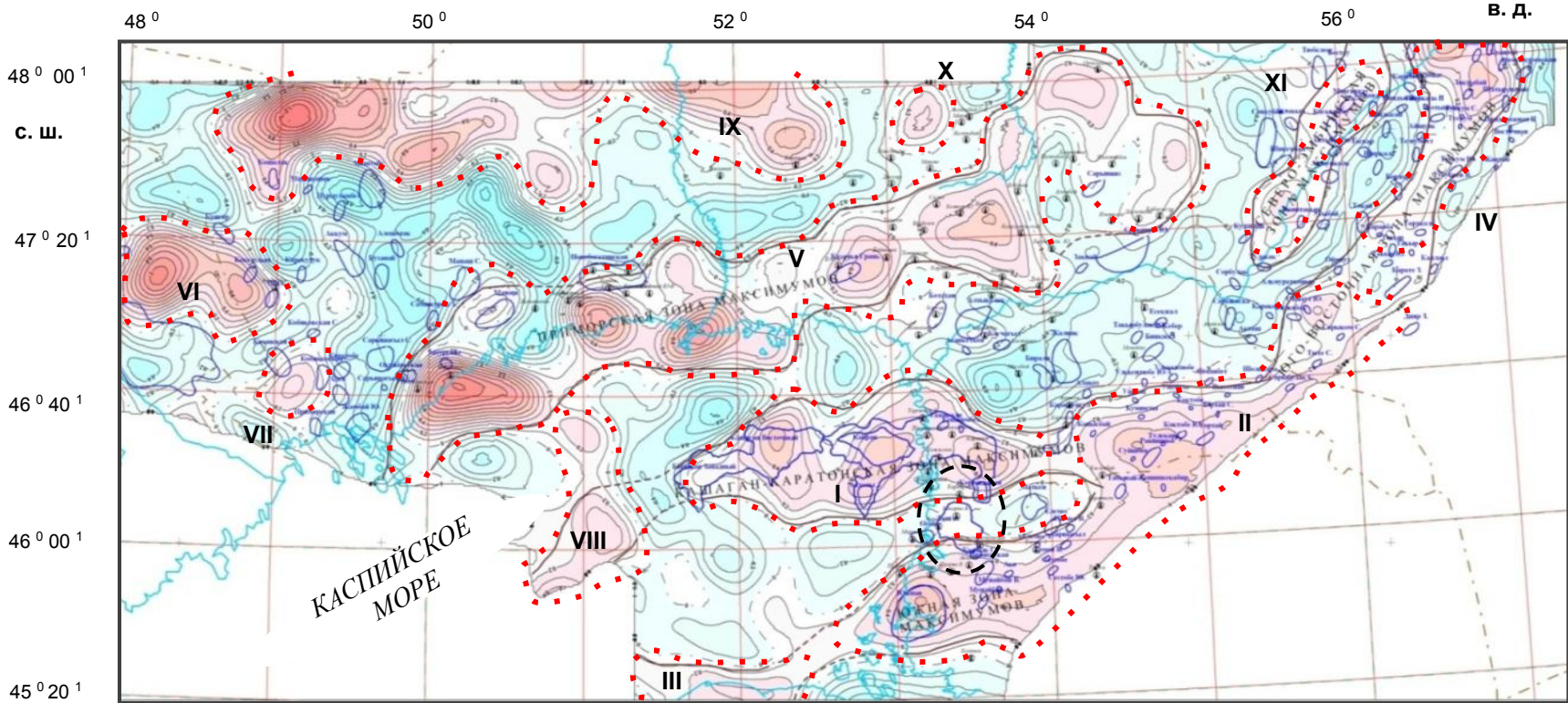
Профиль I-I' (в разрезе)

(б)

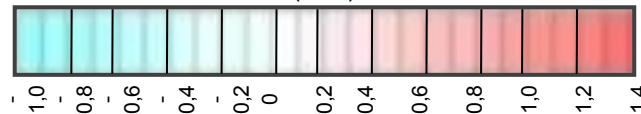


I – изогипсы по отражающему горизонту ОГ Π_2 (кровля карбона), км; 2-3 – поднятия: 2 – содержащие месторождения углеводородов, 3 – перспективные; 4 – линия профиля I-I'; 5 – залежи углеводородов; 6 – перспективные ловушки для углеводородов; 7 – контур мегаподнятия

Тренды крупных объектов и новые уровни седиментации на юге ПБ



Шкала интенсивности аномалий (мГл)



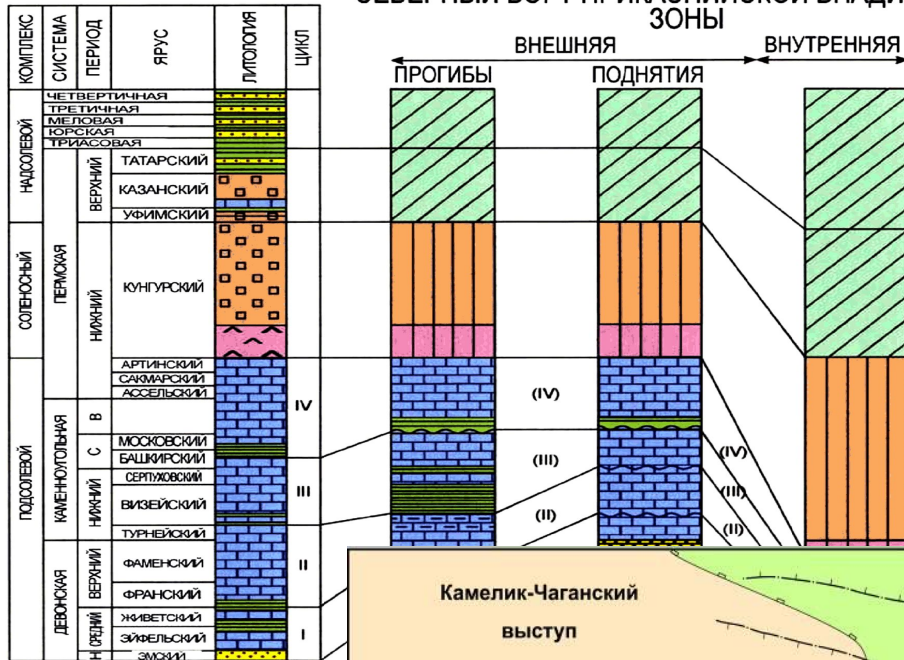
Аномалии: а) развития карбонатов: I – Кашаган-Каратонская, II – Южно-Эмбинская, III – Восточная;

б) повышенных плотностей, в т. ч.: вероятное развитие карбонатов: IV – Коксаздинская, V – Кошалак-Мынтобинская, VI – Приморская, VII – Дараймолинская, VIII – Сарыниязская, IX – Северо-Эмбинская.

- Один из вариантов подтверждения развития мегаподнятий, основанный на данных анализа потенциальных полей;
- Тренды аномальных участков, указывающие на пояса осадконакопления и новые уровни седиментации, формирование которых, в свою очередь, определяет влияние седиментационных уступов и других особенностей палеодна морского бассейна.

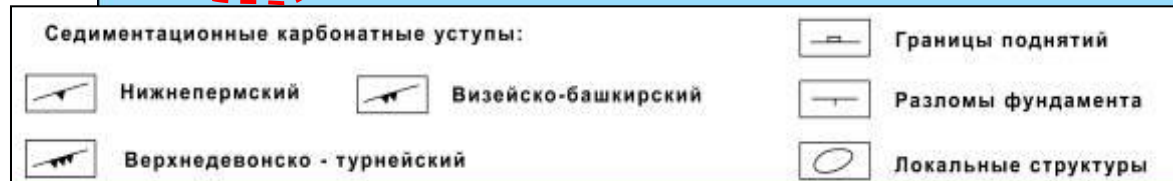
СЕВЕРНЫЙ БОРТ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ ЗОНЫ

Тренды крупных объектов и новые уровни седиментации на северном борту ПБ



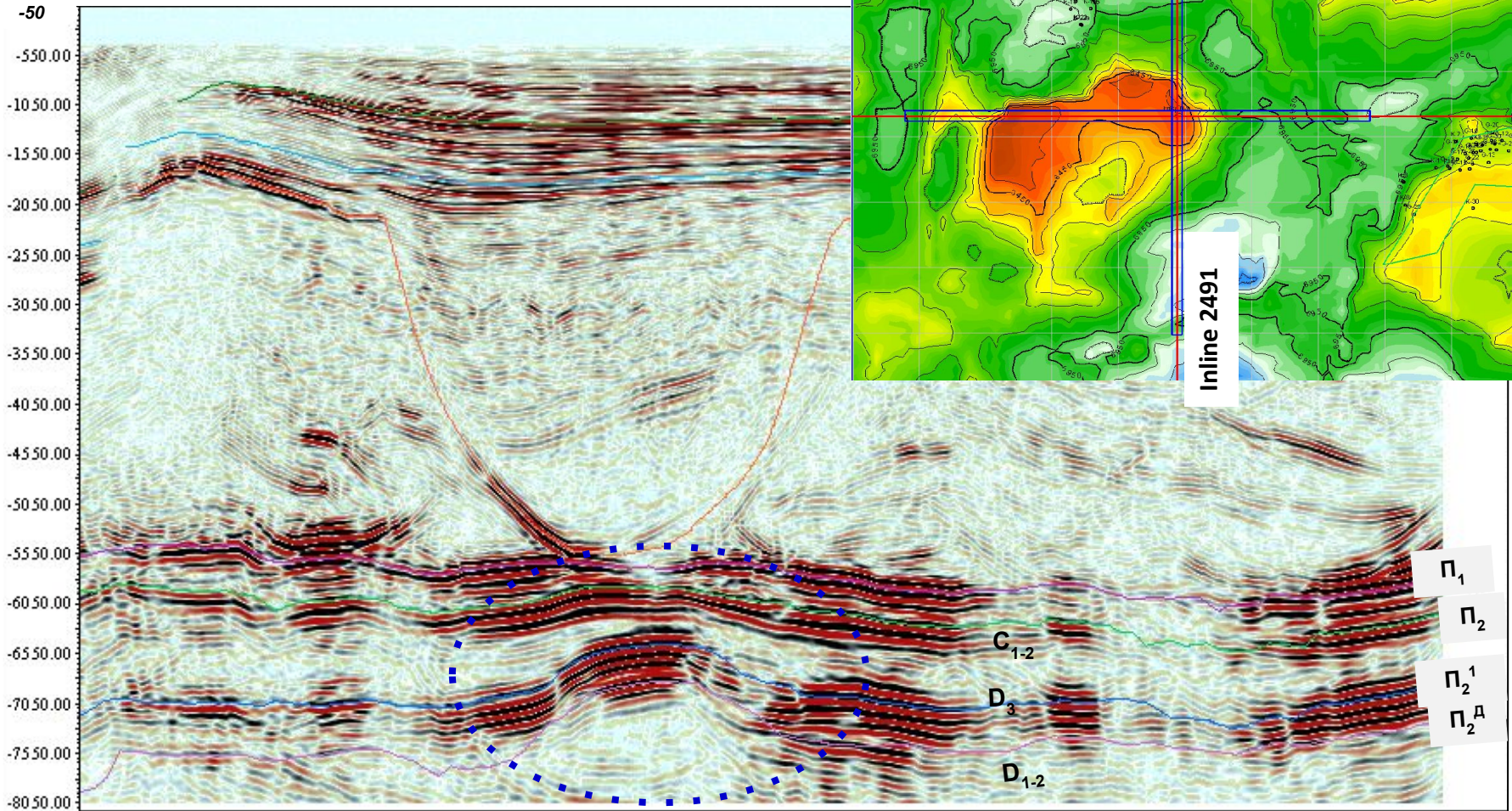
Крупные выступы: К – Кузнецовский, ВК – Восточно-Кузнецовский, Ж – Желаевская, Ф – Федоровский, Кр – Карачаганак, Бр – Березовский, КБ – Кобланды-Тамды, Ш – Ширак.

Новые пояса/ уровни осадконакопления (пунктирная линия) определяют структурный тренд с крупными палеозойскими поднятиями.



Временной разрез по юго-восточной бортовой зоне ПБ (Inline 2491)

В плане
Поднятие Кузбак (Нур – Куржем – Бейбит).
Атырауская система выступов. Структурная схема по
ОГ D_3

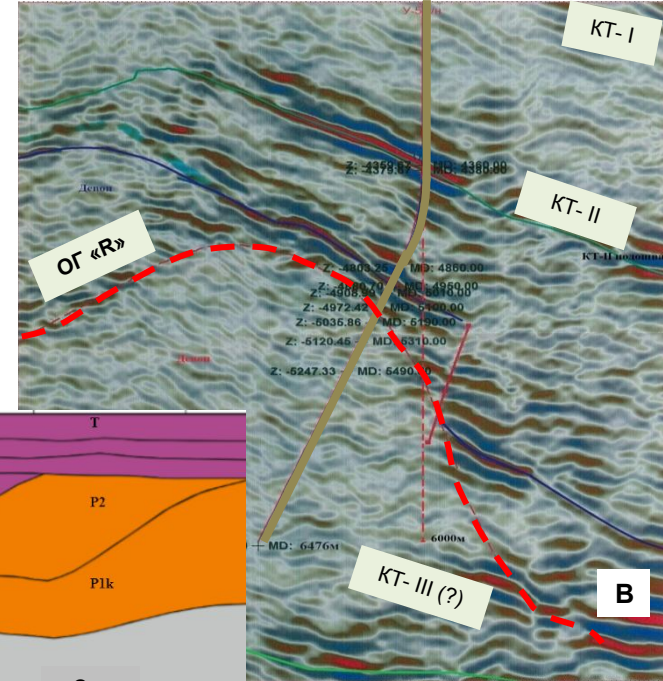


1 – отражающие сейсмические горизонты: а – подошва юры (V), б – кровля соли (VI), в – кровля подсолевого комплекса (Π_1); 2 – крупное поднятие по девонско-нижнепермской толще

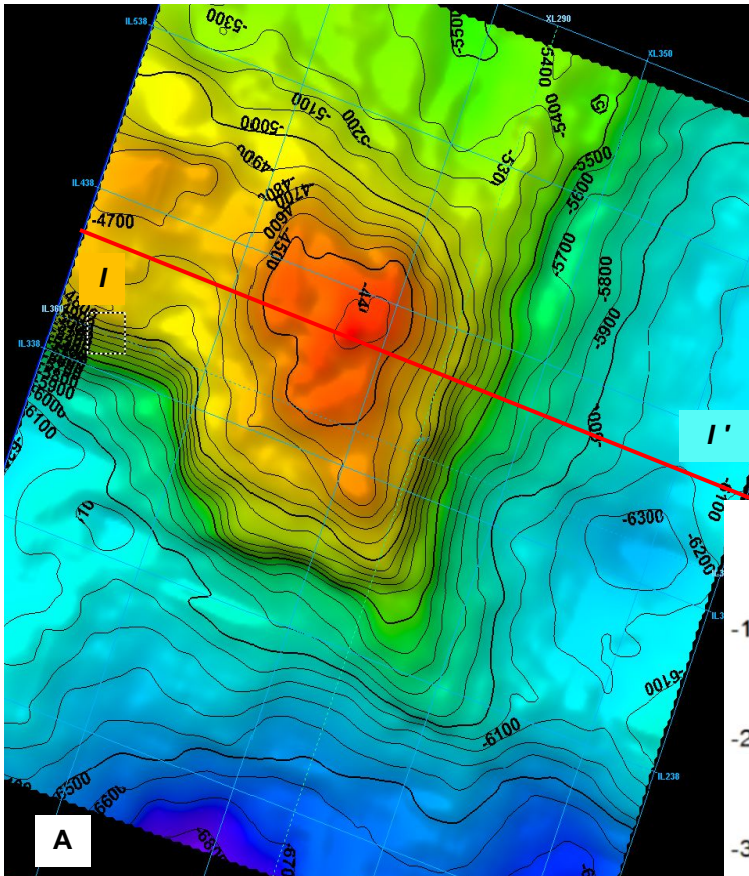
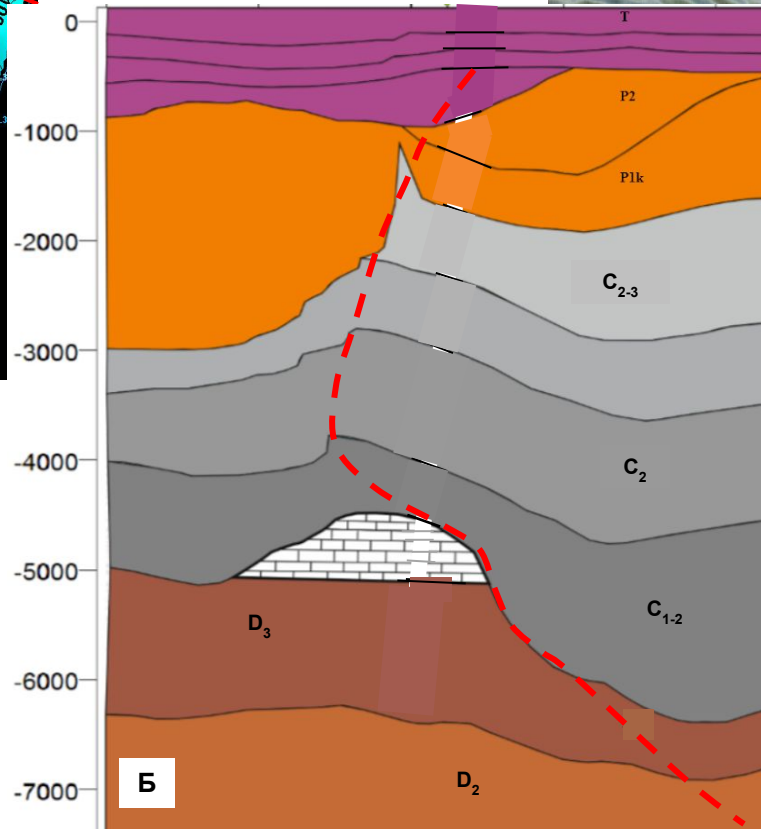
Структурная схема по ОГ «R»
(кровля верхнего девона)

Поднятие Урихтау (верхний девон)

Сейсмическая интерпретация
У-5











Сейсмический разрез по линии I – I' (линия 390) с интерпретацией надвига и ловушки

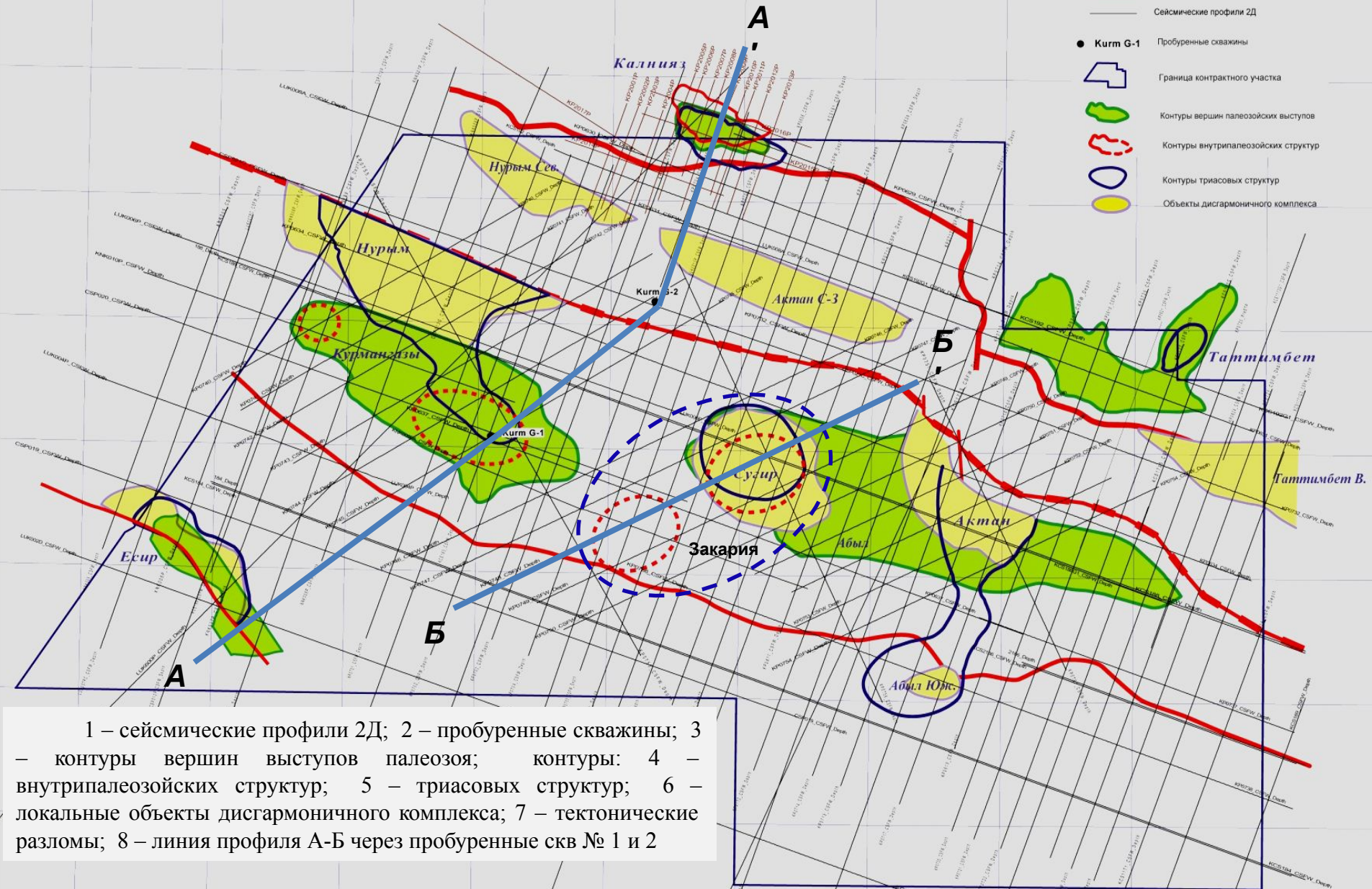


Участок Курмангазы (Средний Каспий)

Северный борт Южно-Бозашино-Мангистауского трога

Условные обозначения:

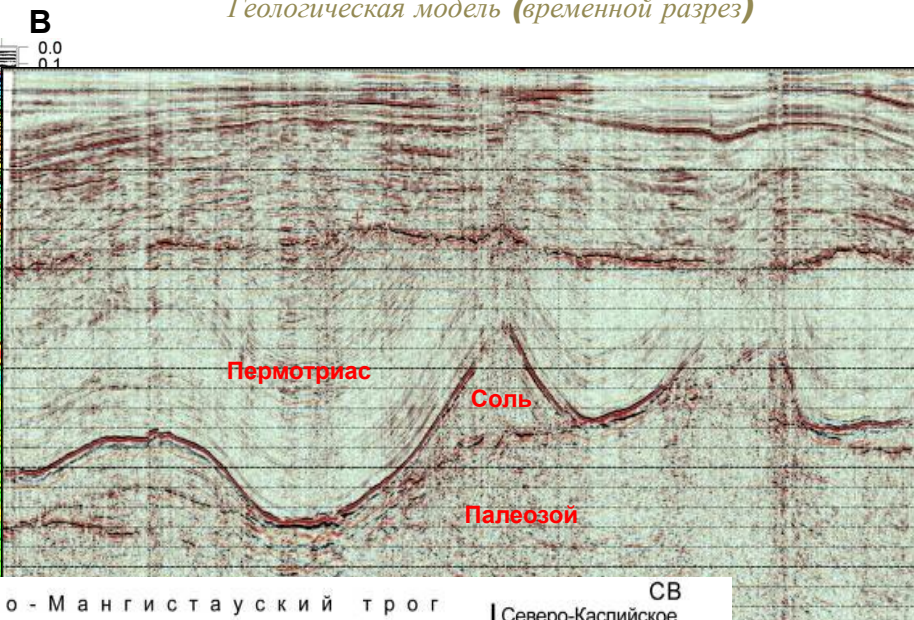
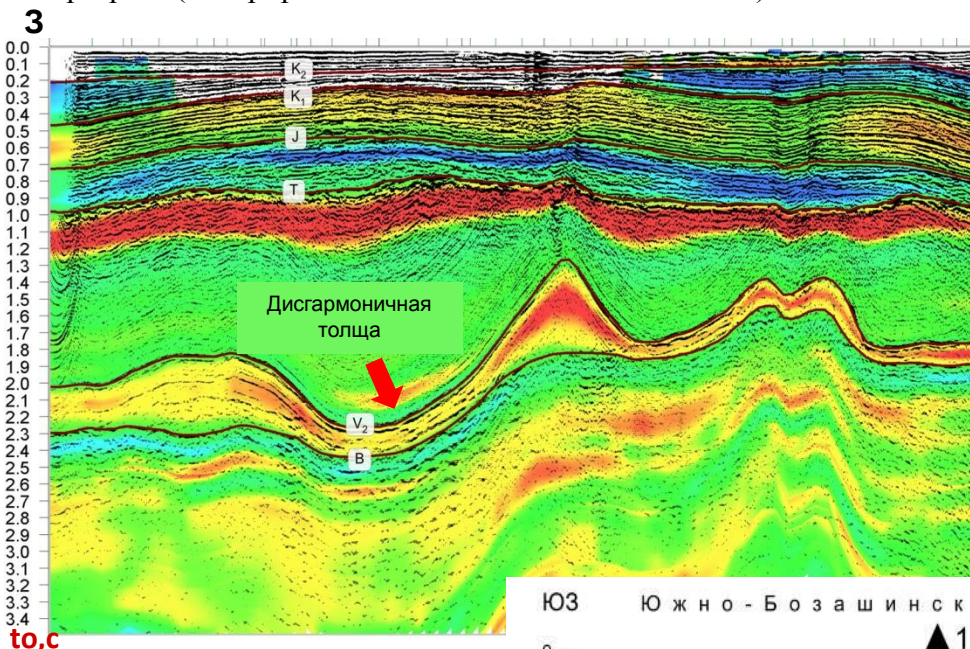
-  Сейсмические профили 2Д, обработанные 2010г.
-  Сейсмические профили 2Д
-  Курм G-1 Пробуренные скважины
-  Граница контрактного участка
-  Контуры вершин палеозойских выступов
-  Контуры внутрипалеозойских структур
-  Контуры триасовых структур
-  Объекты дисгармоничного комплекса



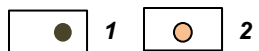
1 – сейсмические профили 2Д; 2 – пробуренные скважины; 3 – контуры вершин выступов палеозоя; контуры: 4 – внутрипалеозойских структур; 5 – триасовых структур; 6 – локальные объекты дисгармоничного комплекса; 7 – тектонические разломы; 8 – линия профиля А-Б через пробуренные скв № 1 и 2

Дисгармоничная толща и слоистости палеозойского разреза (интерпретация по технологии «GeoVisor»)

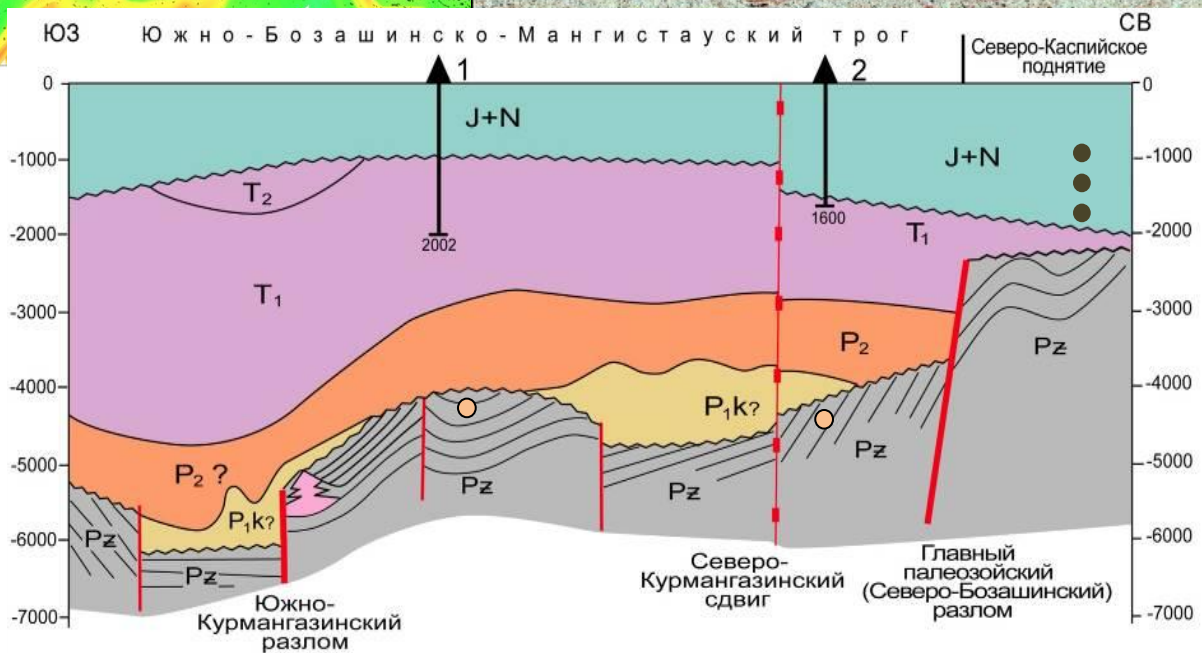
Геологическая модель (временной разрез)



Геологический разрез по линии А-А'

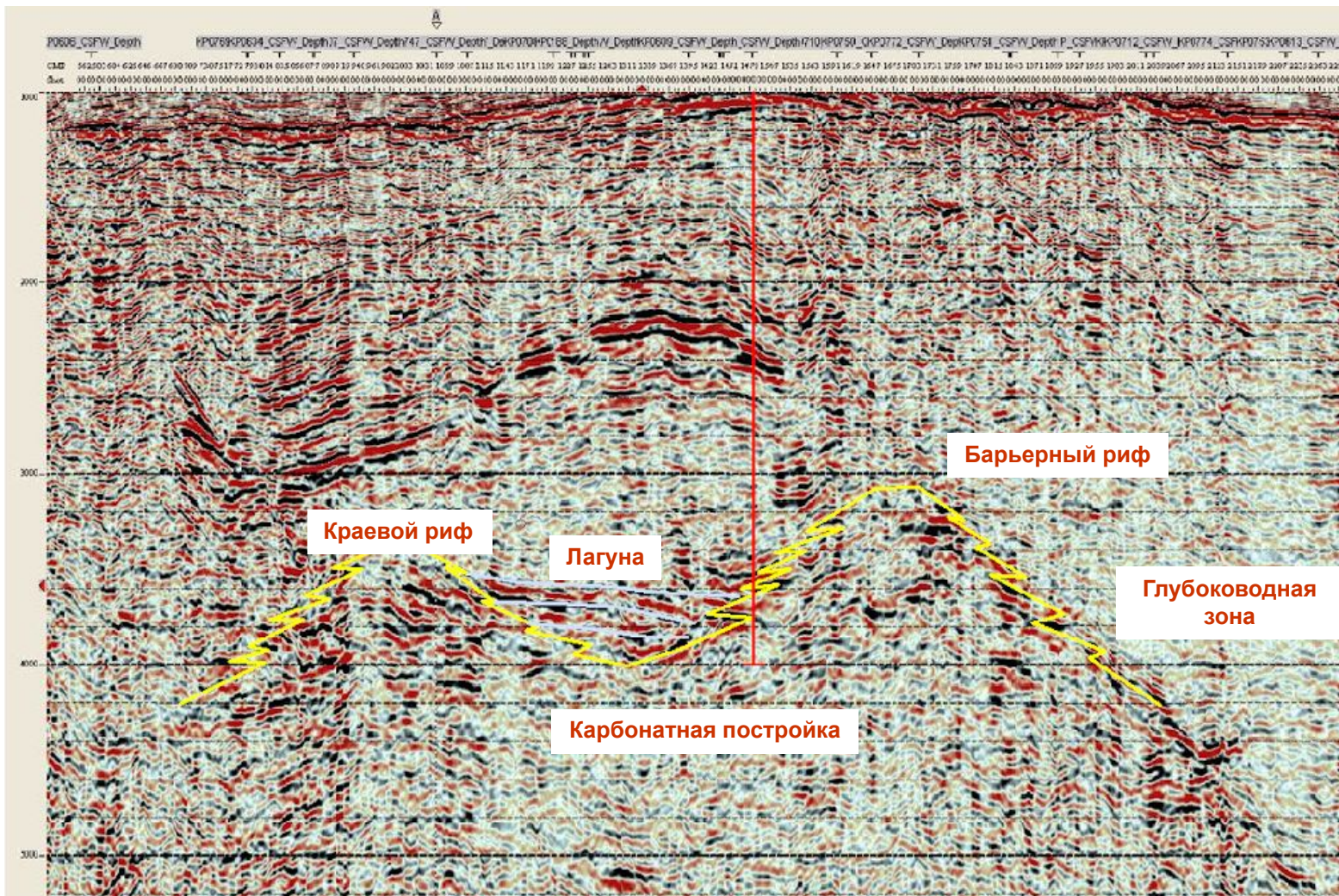


Залежи УВ: 1 – в юрских отложениях, 2 – прогнозные в палеозойском комплексе

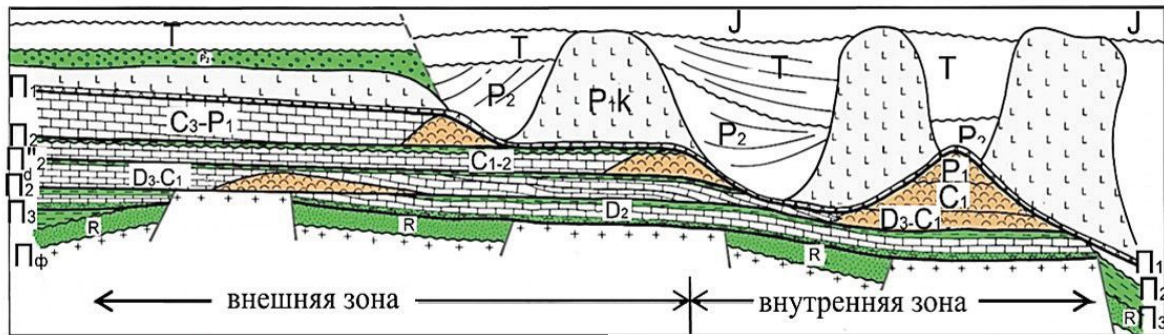


Поднятие Закария

Геологический разрез по линии Б – Б'



Северо-западный борт Прикаспийской впадины Ю

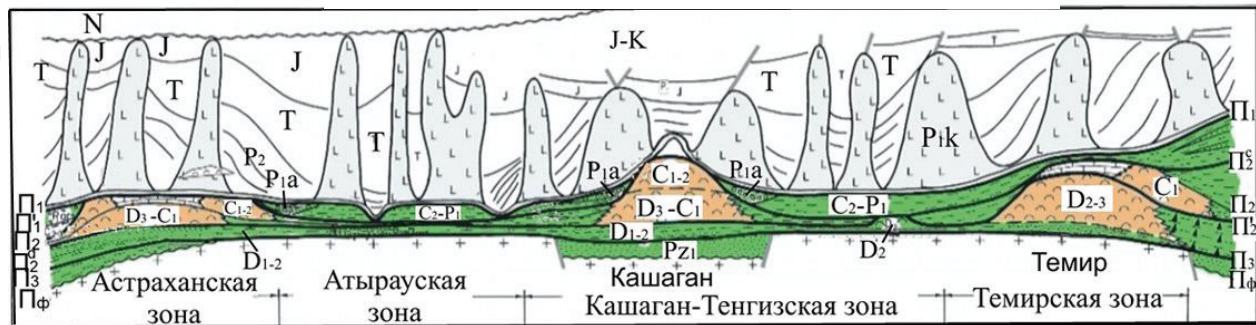


А

3

Южная часть Прикаспийского бассейна

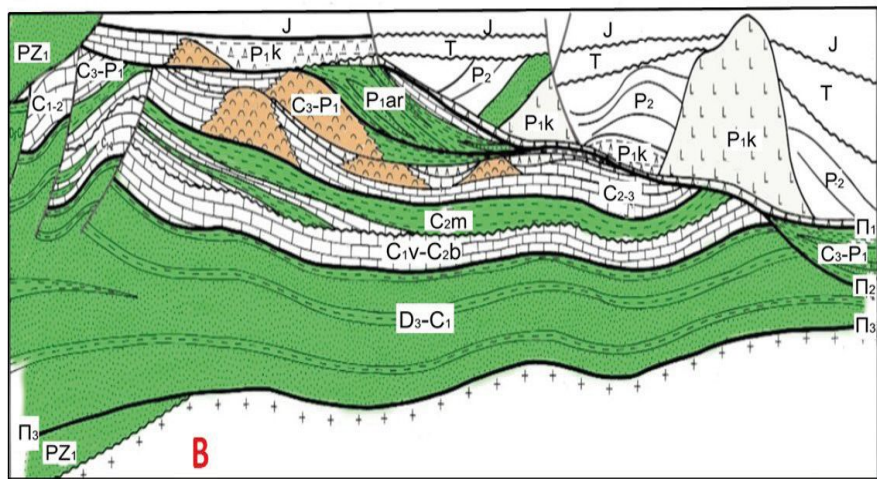
В



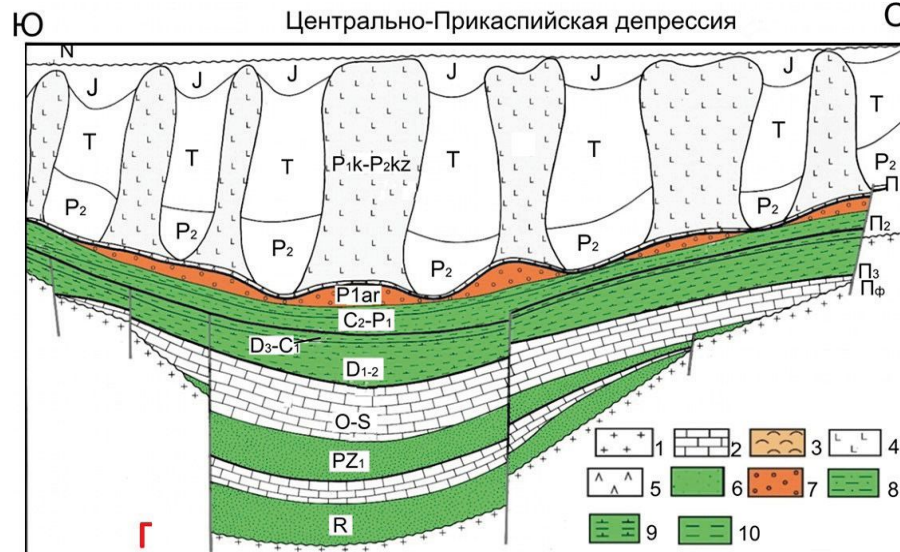
Б

1 – консолидированная кора, 2 – мелководные известняки, 3 – конседиментационные поднятия и карбонатные массивы (постройки), 4 – соль, 5 – ангидриты, 6–9 – терригенные морские отложения: 6 – мелководные, 7 – глубоководные (конуса выноса), 8 – внутреннего шельфа, 9 – глинисто-карбонатные отложения внешнего шельфа, 10 – глинистые депрессионные и склоновые отложения

Примугоджарско-Южно-Эмбинская система прогибов Ю



В



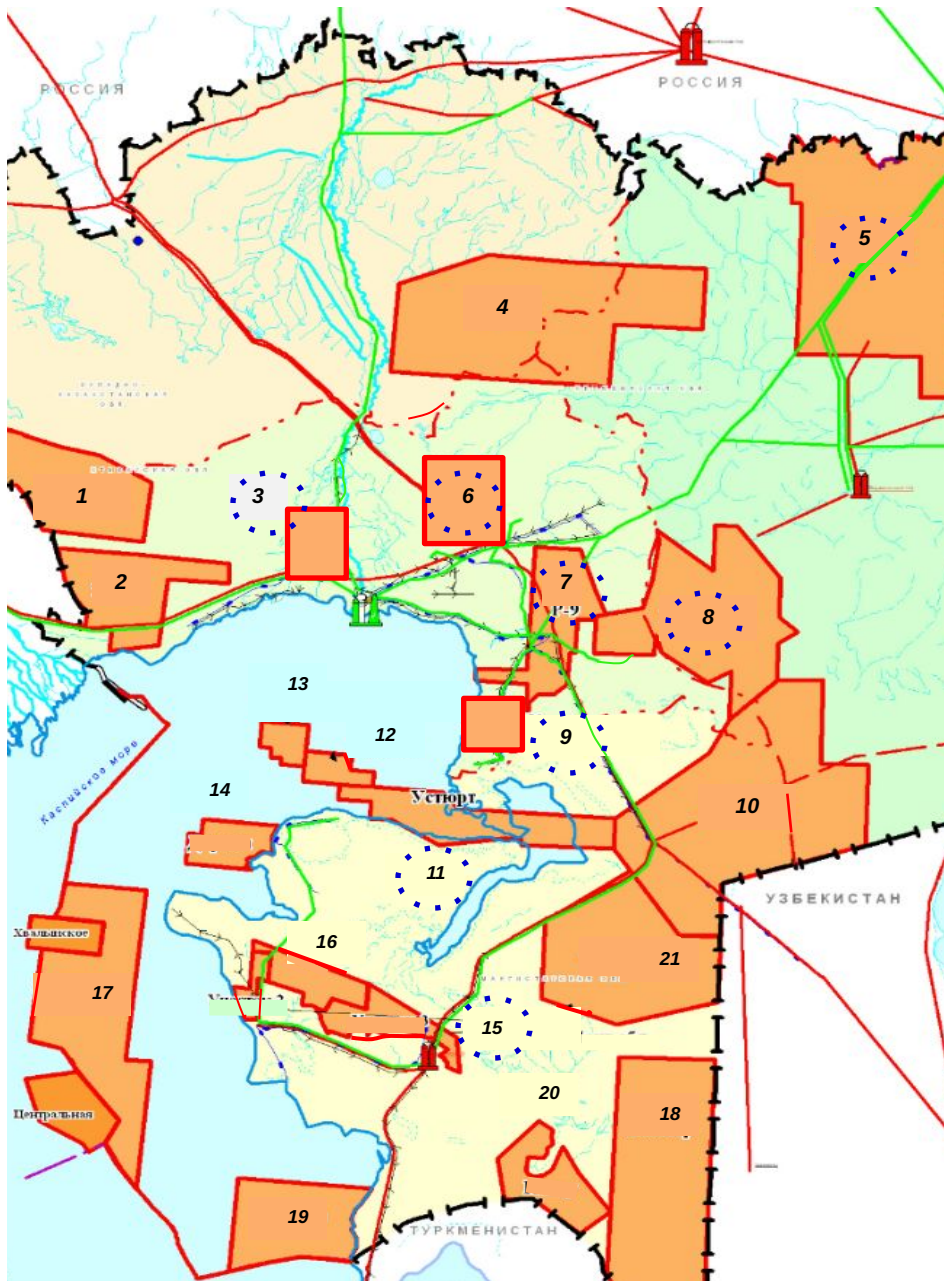
Г

Центрально-Прикаспийская депрессия

С

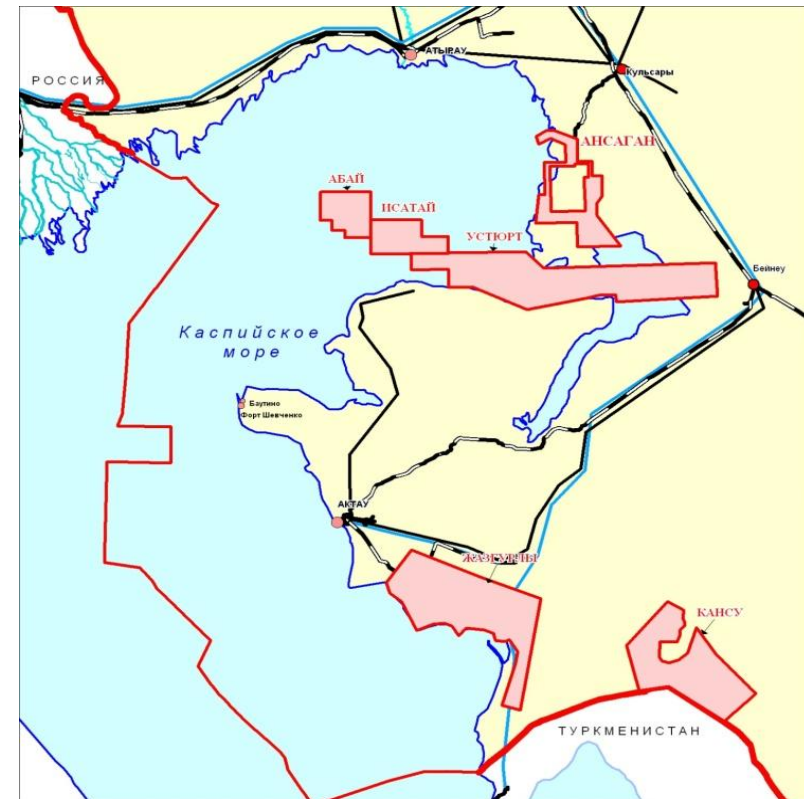
Типы крупных поднятий и нефтегазолокализирующих объектов

Анализ и определение потенциала перспективных разведочных блоков



Проекты поисковых работ (6)

Ансаган, Устюрт, Исатай, Абай, Кансу, Жазгурлы



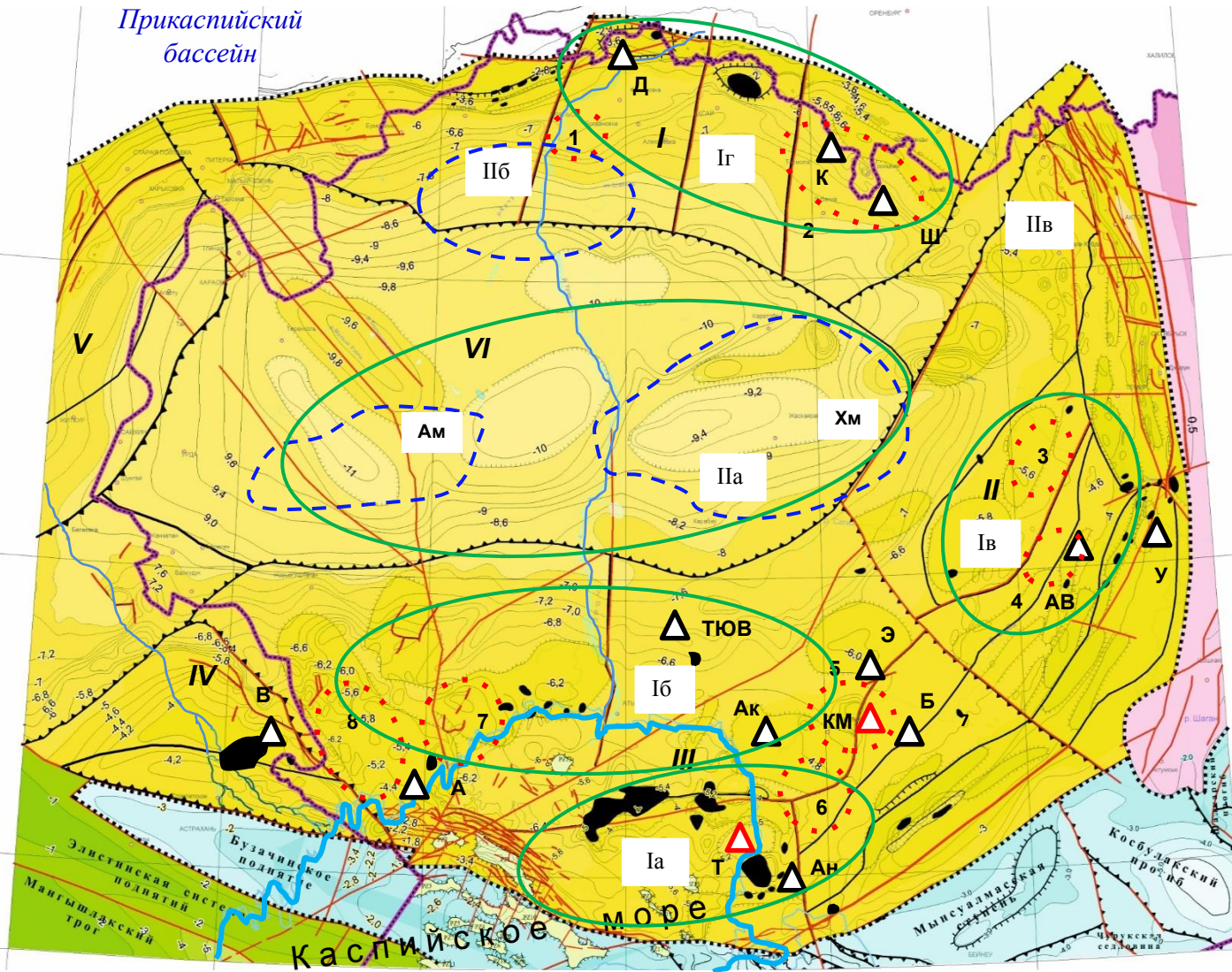
1 – Кошалак, 2 – Эмба, 3 – Лиман, 4 – Хобда, 5 – Темир – Темир Сев., 6 – Тайсойган, 7 – Р-9, 8 – Байганин, 9 – Ансаган, 10 – Косбулак, 11 – Устюрт, 12 – Исатай, 13 – Абай, 14 – Дархан, 15 – Узень-Карамандыбас, 16 – Шетпе, 17 – Окжетпес, 18 – Самтыр, 19 – Женис, 20 – Кансу, 21 – Шагырлы-Шомышты

Ресурсный потенциал перспективных инвестиционных разведочных блоков

Блок	S, кв км	N стр-р	Ресурсы (с учетом риска), млн тонн		Район/ регион	Главные структуры
			геол.	извл.		
Прикаспийский бассейн		35	3000	907,6		
Р-9	5 894	5	486	162	Юго-восток	Кызылкудук, Буйыргын
Лиман	6 030	3	304,3	92,1	Юг	Новобогатинск
Жаркамыс Вост. 1	1 190	5	57,3	16,2	Восток	Тузкум
Ансаган	2 455	7	586,8	176	Юго-восток	Ансаган, Максат
Темир Северный	25 907	2	371,8	132,5	восток	Аккемир
Темир	3 874,3	4	75,3	22,6	восток	
Урихтау	239,9	4	187,6	57	восток	Урихтау, Урихтау Зап.
Байганин	14 746	1	240	42	восток	Тюте
Адайский	4 660	4	690,9	207,2	Юго-восток	Улькентобе ЮЗ, Кырыкмерген - Мунайлы Сев.
Туранская плита		16	1793,7	454,7		
Устюрт	7 273	3	546	164	Бозашинско - Южно-Эмбинский	Сарытау, Бурыншик
Курмангазы	3 512	12	835,7	167,1	Средний Каспий	Закария, Абыл
Узень	2 100	1	412	123,6	Южный Мангышлак	Узень-Карамандыбас
Всего, млн тонн		51	4793,7	1362,3		

Схема перспектив нефтегазоносности и направлений поисковых работ в ПЗ комплексе

Прикаспийский бассейн



Этапы и направления:

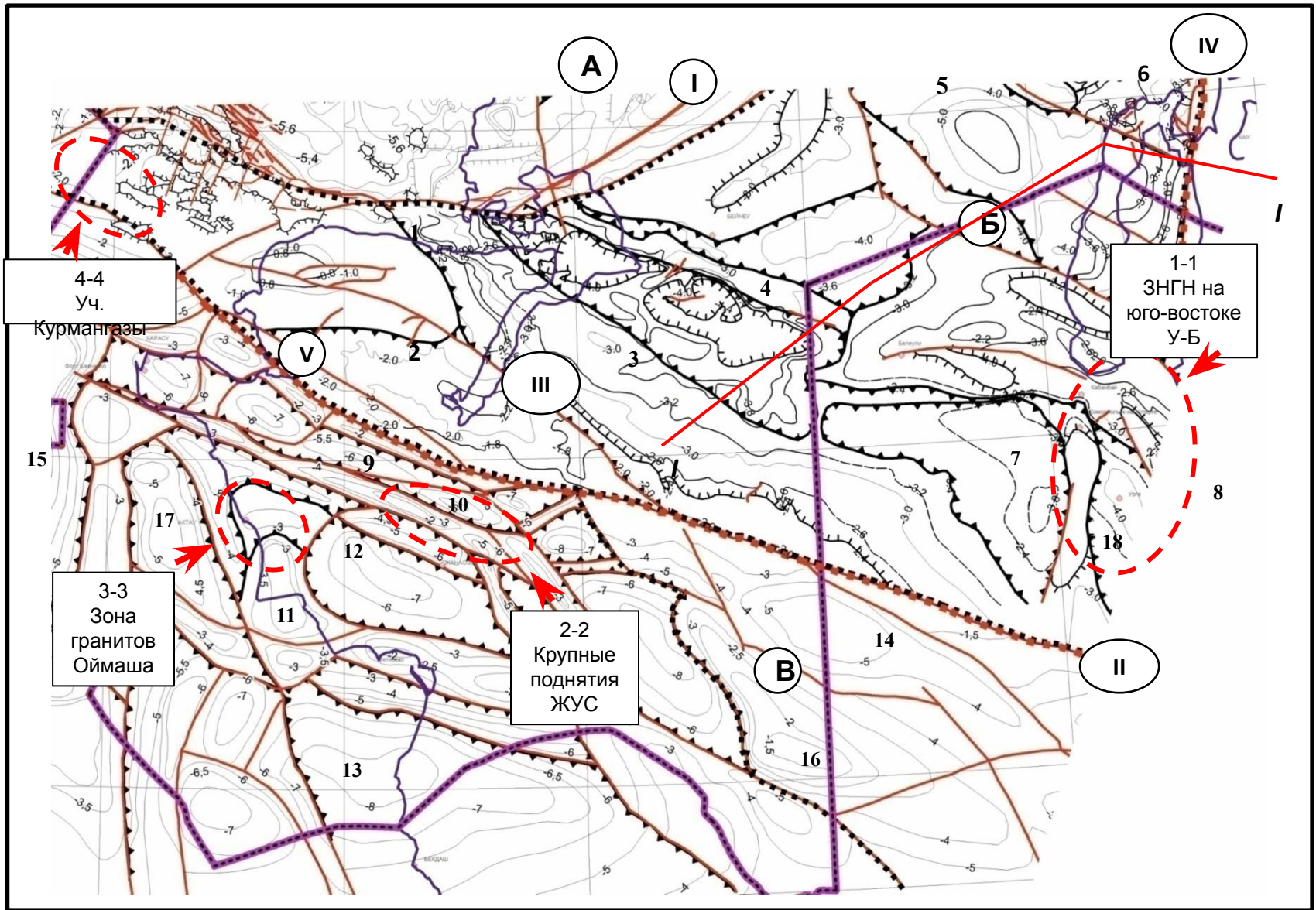
2022-2025 гг.: Ia – Тенгиз-Кашаганская карбонатная платформа, Ib – Северо-Каспийско-Биикжалская зона, Iv – Енбекско-Жаркамьская зона, Ig – северная бортовая зона Прикаспия (Карачаганак-Кобландинская и Тепловско-Токаревская зона);

2025-2040 гг.: IIa – зона Хобдинского и Аралсорского максимума (центральная часть ПБ), IIб – зона к югу от ТТЗП, IIв – Предуральская система прогибов и зона сочленения восточного и северного борта.

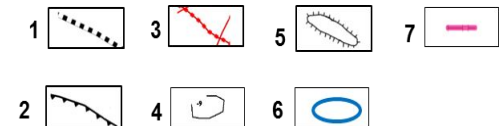
Элементы: 1 – I-ого порядка, 2 – II-ого порядка, 3 – разломы, 4 – перспективные зоны в центре ПБ, 5 – залежи УВ, 6 – изогипсы по ОГ П₁, 7 – зоны крупных поднятий, 8 – сверхглубокие скважины: Д – Долинская, К – Кобланды, Ш – Ширак, АВ – Акжар Вост., У – Урихтау,

- | | | | | | |
|----|----|----|----|-----|-----|
| 1. | 3. | 5. | 7. | 9. | 11. |
| 2. | 4. | 6. | 8. | 10. | |

V – Володарская, А – Алга, Тюв – Тасым Юв, Б – Биикжал, Ак – Аккудук, Э – Эмбинская, Ан – Ансаган, Т – Тенгиз Глубокий, КМ – Кырыкмерген – Мунайлы Сев. (а-пробуренные, б-планируемые), 9 – государственная граница, 10 – контуры ПБ, 11 – районы изучения на 2025-2040 гг.



Высокоперспективные районы по палеозойскому комплексу: 1-1 – Юго-восток Устюрт-Бозаши, 2-2 – Узень-Карамандыбас, 3-3 – Песчаномыско-Ракушечная зона, 4-4 – участок Курмангазы.



Запад Туранской плиты (Мангышлак, Устюрт-Бозаши)

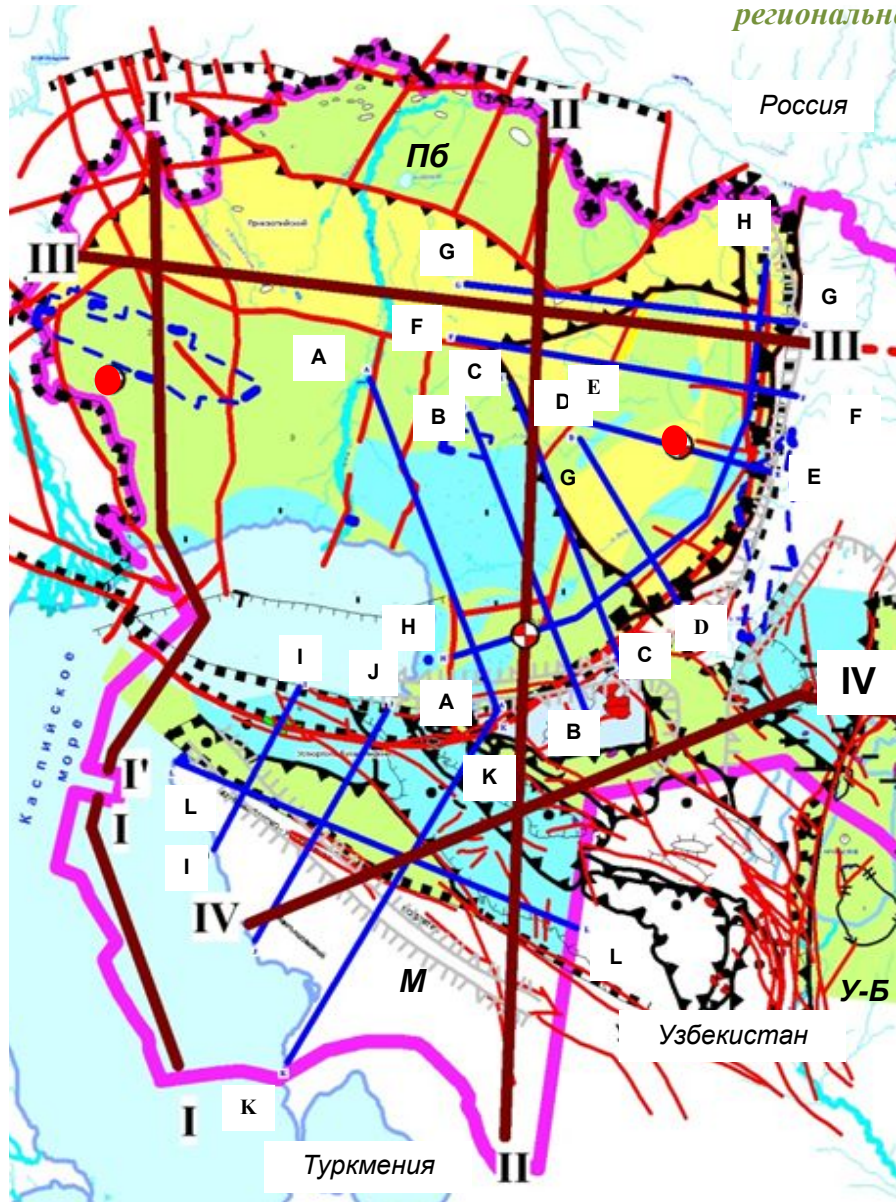


Направления и объекты дальнейших поисковых работ

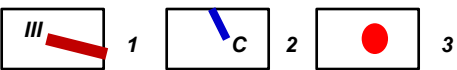
- Крупные внутрибассейновые поднятия на юге – юго-востоке ПБ в разрезе Мынтобинско-Новобогатинской, Гурьевско-Кульсаринской зоны, Намазтакырской и Маткен-Биикжальской ступени.
- Зоны развития отложений глубоководных конусов выноса: северная (Рожковская, Федоровский блок), южная (Биикжал, Ушмола, Маткен и др.) и восточная (Шиликты, Акжар Восточный и др.) прибортовые зоны ПБ.
- Карбонаты пачки КТ-III (Темирская, Жанажол-Торткольская зона) и крупные конседиментационные поднятия на Боржер-Акжарской ступени на востоке ПБ.
- Крупные поднятия в южном междуречье Урал-Волга (Кошалак, Забурунье, Алга, Кобяковская, Сазанкурак).
- Тренд крупных объектов в полосе Желаевская – Карачаганак – Кобланды – Тамды – Ширак в север – северо-восточной прибортовой зоне.
- Районы (4) с прогнозом крупных палеозойских объектов в разрезе западе ТП (блок Курмангазы, Юго-восток Устюрт-Бозаши, Узень – Карамандыбас – Тенге, Песчаномысско-Ракушечное поднятие).

Размещение геотраверсов и региональных профилей 2D по Программе регионального изучения бассейнов Западного Казахстана на период до 2030

2.



№	Геотраверсы	Бассейн/ район	пог км	Срок, годы
1.	I-I	Мангышлак, У-Б, ПБ	310	1
2.	I'-I'		730	2
3.	II-II		1100	3
4.	III-III		830	2
5.	IV-IV	Мангышлак, У-Б, Аральский бассейн	900	2
	5 профилей, пог км		2970	
Бассейн / зона		Профили 2Д	Пог км	Годы
ПБ (юго-восточная бортовая зона)		A	390	2022-2025
		B	350	
		C	335	
		D	210	
		E	220	
		F	380	
		G	370	
		H	640	
Мангышлак, У-Б, ПБ (южная бортовая зона)		I	200	2025-2030
		J	290	
		K	450	
		L	480	
Всего объем: 12 профилей (пог км)			4315	



1 – геотраверсы; 2 – региональные профили 2D; 3 – проектные сверхглубокие скважины. ПБ– Прикаспийский бассейн, М – Мангышлак, У-Б – Устьорт-Бозаши

*Программа бурения сверхглубоких
поисковых скважин*

I очередь



№	Поднятие	Структура II порядка	Пр. гл., м	Пр. гор-т
Прикаспийский бассейн				
A	Юго-восток			
1.	Улькентобе ЮЗ и Кырыкмерген - Мунайлы Сев. *	Гурьевско-Кульсаринская ступень	7000	D ₃ -C ₁
2.	Буйыргын	Маткен-Биикжальская ступень	8000	D ₃ -C ₁
3.	Тенгиз Глубокий *	Каратон-Тенгизская зона поднятий	7500	D ₁₋₃
4.	Ансаган *	Каратон-Тенгизская зона поднятий	6500	D ₂₋₃
5.	Кузбак	Гурьевско-Кульсаринская ступень	6800	D ₃ -C ₁₋₃
B	Южная часть			
6.	Новобогатинск	Мынтобинско-Новобогатинская зона	8000	D ₃ -P ₁
7.	Алга-Кобяковская*	Мынтобинско-Новобогатинская зона	7000	D ₃ -P ₁
B	Восточная часть			
8.	Урихтау *	Тортколь-Жанажольская зона	6000	D ₃ -C ₁₋₃
9.	Темир Сев. (Аккемир)	Темирская зона валобразных поднятий	5500	D ₃ -C ₁₋₃
Г	Мангышлак			
10.	Узень Глубокий *	Жетыбай - Узеньская ступень	4800	PZ проектирование

*Прим.: * площади, на которых
ведутся буровые работы и
проектирование*

II очередь

	Прикаспийский бассейн			
A	Северная часть			
1.	Тамды	Кобландинская ступень, Соль-Илецкий блок	7500	D ₃ -C ₁
2.	Желаевская	Чинаревский блок	7000	D ₃ -C ₁
B	Южная часть			
3.	Жамбай (Жамбай-море, Караколь)	Мынтобинско-Новобогатинская зона	6000	D ₃ -C ₁
4.	Сарайшик	Мынтобинско-Новобогатинская зона	7500	D ₃ -P ₁
5.	Забурунье	Мынтобинско-Новобогатинская зона	6500	C -P ₁
6.	Кошалак	Мынтобинско-Новобогатинская зона	7000	C -P ₁
B	Восточная часть			
7.	Акжар-Курсай	Боржер-Акжарская ступень	6500	D ₃ -C ₁
8.	Косколь	Шубаркудук-Коскольская зона	6500	D ₃ -C ₁
Г	Юго-восточная часть			
9.	Кызылкудук	Маткен-Биикжальская ступень	6000	D ₃ -C ₁
10.	Сарытау	Бозаши-Южно-Эмбинская зона	5500	C -P ₁

Выводы :

- Показана высокая эффективность предложенных новых подходов в оценке перспективности глубоких палеозойских горизонтов.
- Анализ инвестиционных разведочных блоков позволил оценить приуроченность и сосредоточение основных объемов прогнозных ресурсов, т.е. конкретизировать наиболее перспективные зоны и районы.
- Выяснено, что сероводородное заражение имеет локализованный характер, связано в основном с 4-мя месторождениями – подсолевыми гигантами Прикаспия.
- Полнота разреза сохраняется в погруженных и центральных районах Прикаспийского бассейна, что значительно расширяет сферу поисков и позволяет уточнить поисковую концепцию и лучше ориентировать дальнейшие поисковые работы.
- Обоснованные крупные палеозойские поднятия (на ряде примеров) приурочены к межкупольным зонам, представляются более достоверными, минимальную оценку погрешности на сейсмических материалах.
- На ряде примеров (Урихтау, Акжар Вост., Ансаган, Тасым ЮВ) показано, что глубокопогруженные горизонты могут сохранять высокие значения ФЕС.
- Наряду с остальными факторами, обоснованы благоприятные экологические условия для дальнейшего изучения поисковым бурением, дана высокая оценка перспективности девонско-нижнекаменноугольной части разреза.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ

МАТЕРИАЛ

	Ведущее предприятие	
1.	<p>В работе практически не учитываются коллекторские свойства глубокозалегающих палеозойских комплексов, подстилающих карбонатные платформы, терригенного и карбонатно-терригенного состава, которые автор выделяет в качестве перспективных. Известно, что терригенные породы, в отличие от карбонатных, на больших глубинах испытывают уплотнение, что отражается на их фильтрационно-емкостных свойствах.</p>	<p>Формирование коллекторских горизонтов и пачек в глубокопогруженных палеозойских отложениях, без сомнений, должно учитывать все главные особенности осадконакопления. В т.ч. постседиментационные преобразования, изменение геохимической обстановки среды, литогенетические характеристики осадков и др. К примеру Прикаспийская впадина (в составе древней Восточно-Европейской платформы) из-за разнообразия и большой мощности осадочных комплексов пород продолжает испытывать деформационные нагрузки за счет современных процессов в Земной коре. Конечно же, следует учитывать процессы изменения древних отложений, в т.ч. коллекторских свойств по всем крупным блокам территории исследования и вдоль трасс крупных тектонических элементов и деструкций. Автором акцентировалась региональная «зональность» и тенденции в распространении тех или иных классов коллекторов палеозойской толщи. Анализ блокового строения и пространственные взаимоотношения отдельных блоков сопровождался уточнением структурно-тектонических особенностей и состава основных ЛСК. Кроме того, учитывалось также различные возможности так называемого пространственного распространения пород-коллекторов: линзовидный («пятнистый»), выдержанный («пластовый»), обратные по их значению. Это позволило обосновывать положение крупных объектов и перспективные районы. В частном (площадном) порядке, в «смешанном» по характеру разрезе поднятия Кобланды коэффициент пористости (D_3-P_1) изменяется в пределах 4-15 %. Соответственно, в сторону увеличения карбонатов и терригенных разностей, показатель, соответственно, снижается и повышается. Встречены линзы продуктивных песчаников в разрезе Маткен-Биикжальской ступени с пористостью 25-30 %.</p>

2.	Небольшой объем иллюстративного материала, который мог бы более полно представить выводы автора.	Часть иллюстраций, отражающие выводы автора, выполнены на картах в реальном масштабе, изображение которых приведено в виде небольших рисунков в тексте, безусловно, читаются не очень ясно. Но, к сожалению, в связи с большими размерами территории исследований осадочных бассейнов Западного Казахстана, это трудно исправить. «Опорные» схемы и профили представлены в цифровом виде. Часть из них выполнена в реальном масштабе на бумажных носителях. Большинство из такой графики представляется на заседании диссертационного совета.
3.	Недостаточно внимания уделено тектоно-седиментационным аспектам нефтегазоносности подсолевого комплекса Прикаспийской впадины.	При изучении структурно-тектонических особенностей строения зон и крупных поднятий акцент сделан на выяснении причинно-следственных связей между фациальными условиями накопления отложений и синхронными доминирующими тектоническими процессами. Другой момент, конечно же, в том, что насколько глубоко и повсеместно это было выполнено и охвачено в процессе данной работы. Поэтому, основа для создания максимально объективной квазистатической прогнозной модели локальных объектов базируется <u>на учете влияния источников сноса обломочного материала, главных перерывов в осадконакоплении, колебаний уровня моря</u> , т.е., логически представляемой взаимосвязи развития блоков фундамента и подвижек в верхней палеозойской части разреза. Автором приведены обоснования в части структурно-тектонической связи крупных блоков и, соответственно, моделировании сопутствующих процессов. В работе учитываются возможности достаточно сложного характера строения палеозойской толщи в плане осадконакопления, в т.ч. тонкослоистость разреза, развитие турбидитовых и пирокластических разностей, а также др. В целом, следует частично согласиться с замечанием. Но принимая во внимание все же то, что идея комплексирования тектонических и палеогеографических факторов формирования структур достаточно сложна и находится в постоянном совершенствовании и изучении.

	Замечания из отзыва на автореферат	
1.	<p style="text-align: center;">Костицын Владимир Ильич</p> <p>1.1. Следовало бы более четко сформулировать защищаемые положения, каждое из которых должно состоять из трех частей. Сначала должен быть указан результат (модель, критерий, закономерность), основанный на таком-то принципе (или отличающийся тем-то от аналогов), который позволяет решить соответствующую геологическую задачу.</p> <p>1.2. Целесообразно было автореферат оформить по защищаемым положениям, а не по главам, тогда в концентрированном виде был бы виден полученный результат, на каком принципе он основан и какую геологическую задачу решает.</p>	<p>1.1. Повышенная степень сложности строения разреза территории, большие глубины исследования и широкий охват территории исследования по площади определяли сразу несколько факторов при акцентировании различных задач исследования, т.е. защищаемых положений. Возможно, что какая-то определенная конструкция текста положений в данной работе не принята соискателем на вооружение. Поэтому, считаю, что данное замечание следует принять.</p> <p>1.2. Следует отчасти согласиться с данным замечанием комментарием. В то же время в процессе работы над диссертацией перед автором стоял и довлел достаточно сложный момент в том, что, связанная с решением поставленных задач проблематика, определяла так или иначе значительную по площади территорию. Разрез бассейнов представляется несколько различным в плане структурно-формационных комплексов. Все это предопределило в итоге характер изложения материалов по главам, а не по положениям.</p>

	Орешкин Игорь Владимирович	
1.	<p>В таблице 1.1.1 приведены основные этапы развития Проекта Кашаган с ноября 1992 г. «с первого объявления и рассмотрение о развитии и освоении шельфа Каспия (Хьюстон, США)». Следует отметить, что в июне 1991 г. в г. Гурьев министерством геологии СССР рассматривались предложения к программе ГРП на данном объекте, основанных на данных морских сейсмических исследований МОГТ 2D 80-ых годов. Позже консорциумом западных компаний были выполнены дополнительные сейсморазведочные работы, которые несколько уточнили строение Кашаганского объекта.</p>	<p>С началом промышленной эксплуатации месторождения Кашаган и в связи с наличием официальных карт многоэтапной сейсмической изученности шельфа Северного Каспия, автором исключена часть исторических данных по редкой сети наблюдений, которые более детально характеризуют площадь съемки. В целом, стартовый этап на данном морском проекте был довольно протяженным по времени и непростым в начале реализации, что отразилось в итоге на характере изложения в тексте работы.</p>
2.	<p>Автор утверждает, что «... доказано, что гигантские месторождения нефти приурочены к рифовым массивам в бортовых частях бассейна, расположенным над погребенными вулканическими дугами». В настоящее время практически нет уверенных доказательств приуроченности этих объектов к погребенным вулканическим дугам.</p>	<p>С замечанием оппонента можно согласиться, поскольку, действительно, пока рано говорить о приуроченности таких объектов к палеовулканам (вулканическим дугам). Также, здесь можно отметить, что некоторые морфологические их характеристики могут свидетельствовать об этом. Полагаю, что это можно расценивать, как сугубо личное мнение рецензента и, рассуждения на эту тему займут много времени и будут малопродуктивными. Замечание принимается.</p>

3. Автор отмечает: «...важные результаты скважины № 2 Володарская, пробуренной на северном погруженном склоне Астраханского свода, в которой с глубины 6200 м в отложениях среднего девона получены промышленные притоки легкой бессернистой нефти». В данном утверждении есть большие сомнения, т.к. по заключению лаборатории геохимии ВНИГНИ, в данной скважине, скорее всего, получен приток закаченной в скважину в процессе бурения нефти из надсолевого месторождения.

Данное замечание можно принять. Однако, на данной стадии изученности это можно считать несколько спорным доводом. К тому же, имеется ряд публикаций, указывающий на получение притоков газа и нефти с низким содержанием сероводорода (НИЖЕ). В обратном случае, здесь необходимо производство более подробного независимого экспертного анализа перед обсуждением фактов (вопросов) такого характера.

1) Сухорев Г.П. «Перспективы нефтегазоносности девонских отложений в астраханском своде», **ГНиГ, 2004. № 3. С.17-23.**

2) Быстрова И.В., Смирнова Т.С., Бычкова Д.А., Мелихов М.С. «Нефтегазоносность девонско-каменноугольных отложений северо-западного Прикаспия на примере Астраханского свода», **Бюллетень науки и практики – научный журнал, 2017, № 10.**

Получены притоки газа из ардатовского и пашийского горизонтов в скв. 1 Табаковская при довольно низких значениях ФЕС слагаемого разреза. В этой связи отметим, что в ряде опорных скважин (№ 2 Девонская и др.) для опробования было выделено много объектов-интервалов, которые в должной мере остаются неиспытанными. Поэтому, в этих скважинах пройден только первый этап освоения, что не является далеко исчерпывающей программой проведенного фактически испытания.

В скв. 1 Табаковская при забое 5685 м на приток нефти опробованы известняки и доломиты верхнефранского подъяруса (D₃) с пористостью до 17 % (воронежский горизонт). В результате был получен непромышленный приток газа дебитом до 10 тыс. м³/сут с содержанием тяжелых фракций C₄-C₆ до 70 %, без содержания сероводорода.

В скв. 2 Володарская из этих же отложений (при забое 5974 м) в процессе бурения получено самопроизвольное нефтегазопоявление. Максимальное давление на устье достигло 16 МПа, при этом здесь из скважины выходили газ и нефть.

3) В.П. Орлов и др., 1999 г.

Важные результаты получены в скважине № 2 Володарская, пробуренной ранее на северном погруженном склоне Астраханского свода. В данной скважине с глубины 6200 м в отложениях среднего девона получены промышленные притоки легкой бессернистой нефти.

4) Матлошинский Н.Г. 2000 г.

Чинаревская. Залежи бийского и афонинского горизонта среднего девона не содержат сероводород (до 0,5 %) и двуокись углерода (менее 1,8 %).

4.	По мнению рецензента, при определении перспективных направлений ГРП, автору следовало больше внимания обратить на северное погружение Темирского свода, на юге которого подтверждена промышленная нефтегазоносность КТ-II.	В этой зоне геологоразведочные работы в достаточно активной фазе ведутся несколькими нефтяными компаниями. Обобщающие выводы по направлениям дальнейших работ, как здесь ожидается, будут сделаны в ближайшей перспективе, когда будут завершены намеченные плановые лицензионные работы. Без них (в условиях, когда неоднозначны оценки перспектив всей северной части самого крупного месторождения Алибекмола) любые прогнозы будут малоэффективными.
5.	В диссертации хотелось бы видеть предложения к проекту Евразия, с рекомендациями мест (вариантов мест) заложения сверхглубокой скважины (забой до 15000 м) и формулировкой основных задач, которые данная скважина должна решить.	Проектом «Евразия» занимается отдельная рабочая группа. После предварительного рассмотрения многих вариантов места заложения сверхглубокой скважины, принято решение о необходимости проведения дополнительных сейсмических работ. Выдвижение еще нескольких местоположений, в этой ситуации представляется малоэффективным. Поскольку, сначала предстоят работы по переобработке и переинтерпретации большого объема сейсмических данных. Данная стадия планируется к завершению к концу 2022 г.
6.	Диссертант не ставит вопрос об актуальности выполнения НИР и ОМР по разработке повышения информативности методики геофизических, в первую очередь, сейсморазведочных исследований на подсолевые глубокопогруженные комплексы Прикаспийской НГП.	Вопрос повышения информативности сейсмики и других методов будет оставаться актуальным еще многие годы. Геологам сейчас важнее, чтобы компании быстрее внедряли в практику в больших объемах уже известные передовые технологии (как при полевых работах, так и при обработке данных). Замечание принимается.

Гридин Владимир Алексеевич	
1.	<p>Выделение мегаподнятий может стать новым важным звеном в оценке перспектив региона, подходы к выделению и обоснованию мегаподнятий предложены автором впервые. Однако, по нашему мнению, для подготовки поднятий к бурению требуется проведение сейсморазведочных работ достаточно большой глубинности. Кроме того, учитывая высокую научную и практическую значимость выделенных автором перспективных мегаподнятий, хотелось бы увидеть достаточную статистику по частоте встречаемости и «апробированности» их геолого-сейсмическими наблюдениями, а не ограничиваться приводимыми в диссертации данными об их количестве и объемными параметрами по некоторым из них на основе чисто структурной модели.</p>
2.	<p>На основе выполненного обоснования перспективности палеозойских отложений автором определен ряд рекомендаций на оптимальное размещение поисковых работ. Данные рекомендации суммированы в предложенной им Программе дальнейшего регионального изучения бассейнов Западного Казахстана на период до 2030 года. Выполненное в итоге нефтегазоперспективное районирование отражает связь нефтегазонакопления с глубинной структурой палеозойских отложений, а высокая оценка прогнозных ресурсов связывается с особенностями внутреннего строения палеозойской толщи. Вместе с тем, при планировании дальнейших исследований автор не акцентирует внимание на проведении сейсморазведки МОГТ с увеличенной до 50-60 км глубинностью. Такие работы могли бы дать принципиально новую информацию о тектонике и перспективах нефтегазоносности региона.</p>

Это связано с недостатком объемов данных сверхглубокого бурения и незначительным числом скважин, вскрывших ожидаемые наиболее перспективные интервалы.

С началом более целенаправленных поисковых работ ситуация со статистикой, полагаем, придет к объективному пониманию и определенной норме.

В работе приведена характеристика по 25 мегаподнятиям, которые обосновываются автором и, понятно, что часть из них – это все же прогноз и геологическая интуиция автора.

Рецензент прав, что высокая оценка прогнозных ресурсов связывается с особенностями внутреннего строения палеозойской толщи, т.е. в удачном сочетании определенного круга важных геолого-геофизических параметров. При этом, безусловно, сейсморазведочные работы (по общему мнению) дадут новую информацию о тектонике и перспективах нефтегазоносности региона. Однако, автор (при планировании дальнейших глубинных исследований) делает упор на проведение компаниями инновационной сейсморазведки в комплексе с другими геолого-геофизическими методами. Проведение сейсморазведки МОГТ с увеличенной до 50-60 км глубинностью уже реализуется по отдельным осадочным бассейнам на Юго-Востоке Казахстана (геотраверсы) в рамках утвержденной Государственной Программы за счет бюджета и, частично, в рамках международного Проекта «Евразия».

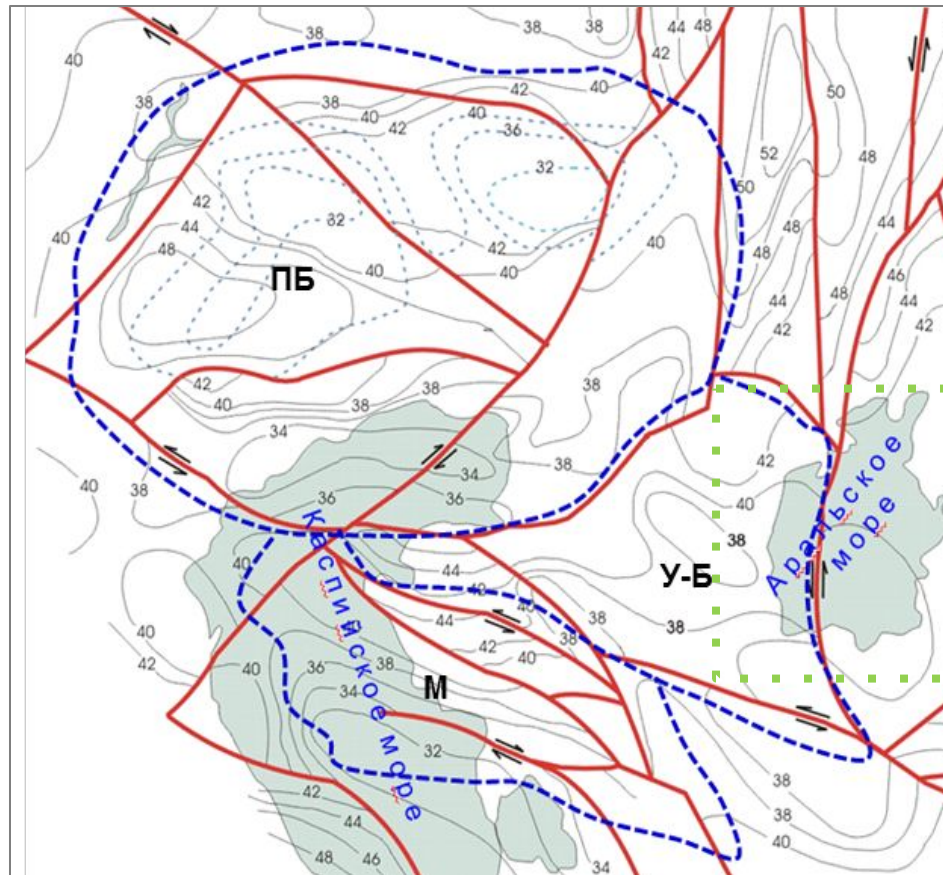
Оппоненты (2)

3.	<p>Выдвинутые автором положения научной новизны при всей их значимости имеют один общий недостаток – излишнюю многословность, не способствующую четкому представлению их сути. Кроме того, пункт 3 данного раздела неконкретен: факт выявления особенностей развития глубинных разломов еще не является научной новизной. Необходимо было сформулировать, в чем заключаются эти особенности.</p>	<p>По мнению автора, роль и особенности проявления глубинных разломов следует рассматривать в тесной взаимосвязи со структуроформирующими процессами и образованием потенциальных ловушек УВ. Как видно, для Прикаспийского бассейна, Устюрт-Бозаши и Мангышлака эти особенности несколько отличаются. Так, в первых 2-х случаях – это дифференциация зон по типам объектов, степени перспективности, экранирование от влияния кислых компонентов, районирование по фазовому составу залежей УВ и др.; для Мангышлака – это является главным критерием формирования продуктивных объектов. Данные выводы сформулированы автором на основе имеющегося материала. В целом, для более определенных выводов по развитию глубинных разломов, как уже отмечалось, необходимы дополнительные данные (в первую очередь, более плотная сеть новой сейсморазведки).</p>
4.	<p>Оформлена работа в целом качественно. Однако, на многих иллюстративных материалах надписи слишком мелкие.</p>	<p>Это связано с большой площадью и с применением и описанием схем, карт различных масштабов. Замечание принимается.</p>

Оппоненты (3)

Губина Августа Ивановна		
1.	<p>При очевидной достаточности новых данных и фактического материала, сделанные выводы о широком распространении крупных поднятий и мегаподнятий слабо поддаются их количественному выражению, при всем понимании геологического и прогнозного характера диссертационной работы. Хотя, в основе работы автором отмечено в качестве первоочередной задачи выработка оптимального решения в прогнозе и обнаружении крупных поднятий, способных аккумулировать большие объемы УВ и кратно увеличить ресурсную базу в сжатые сроки.</p>	<p>Действительно, распространение крупных поднятий и мегаподнятий пока слабо поддаются их количественной оценке, в связи с недостатком объемов данных сверхглубокого бурения и малым числом скважин, вскрывших ожидаемые наиболее перспективные интервалы.</p> <p>Ситуация, как следует ожидать в перспективе, поправится с началом целенаправленных ГРП на конкретных объектах, относящихся к данной категории мегаструктур.</p>

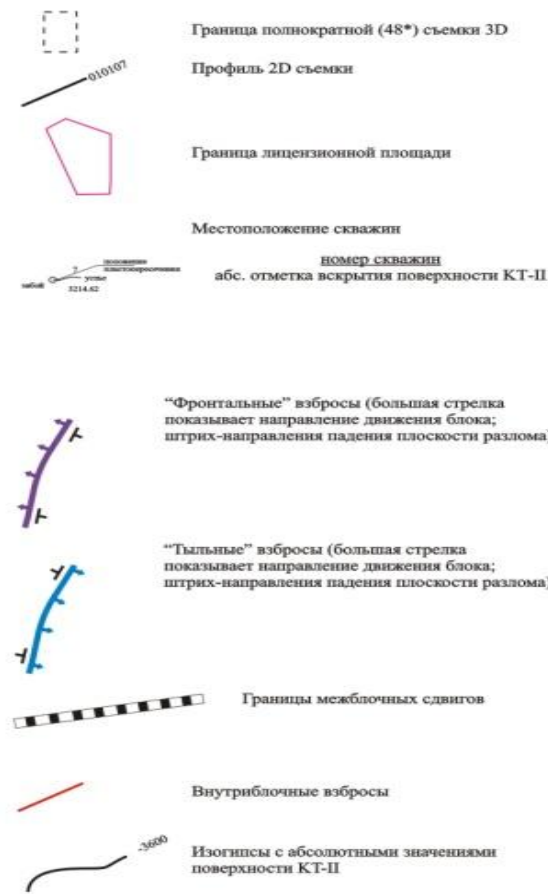
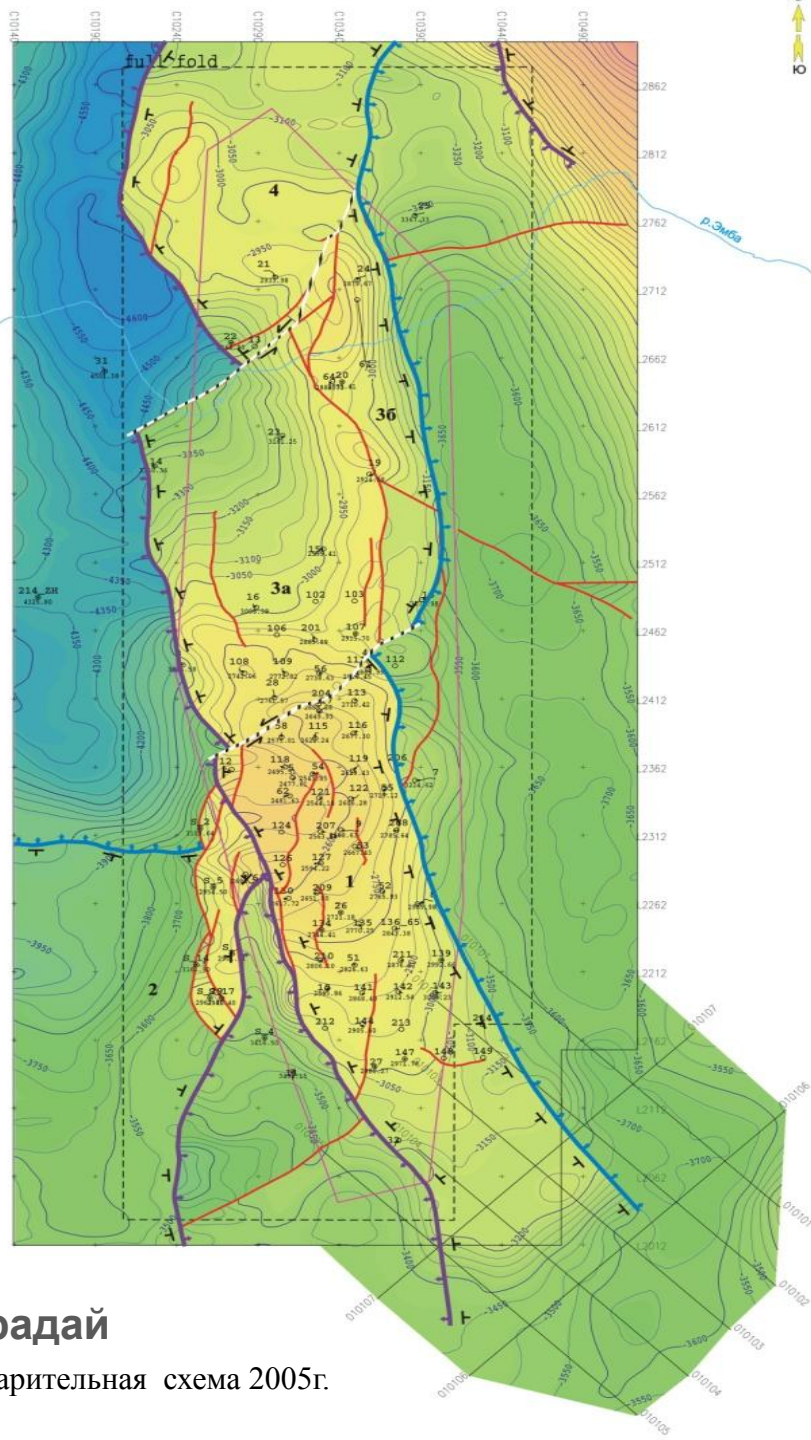
Глубинная структурная схема Каспийского региона



ЗНГН на северо-востоке и юго-западе У-Б



Алибекмола. Структурная карта по поверхности второй карбонатной толще (КТ-II)



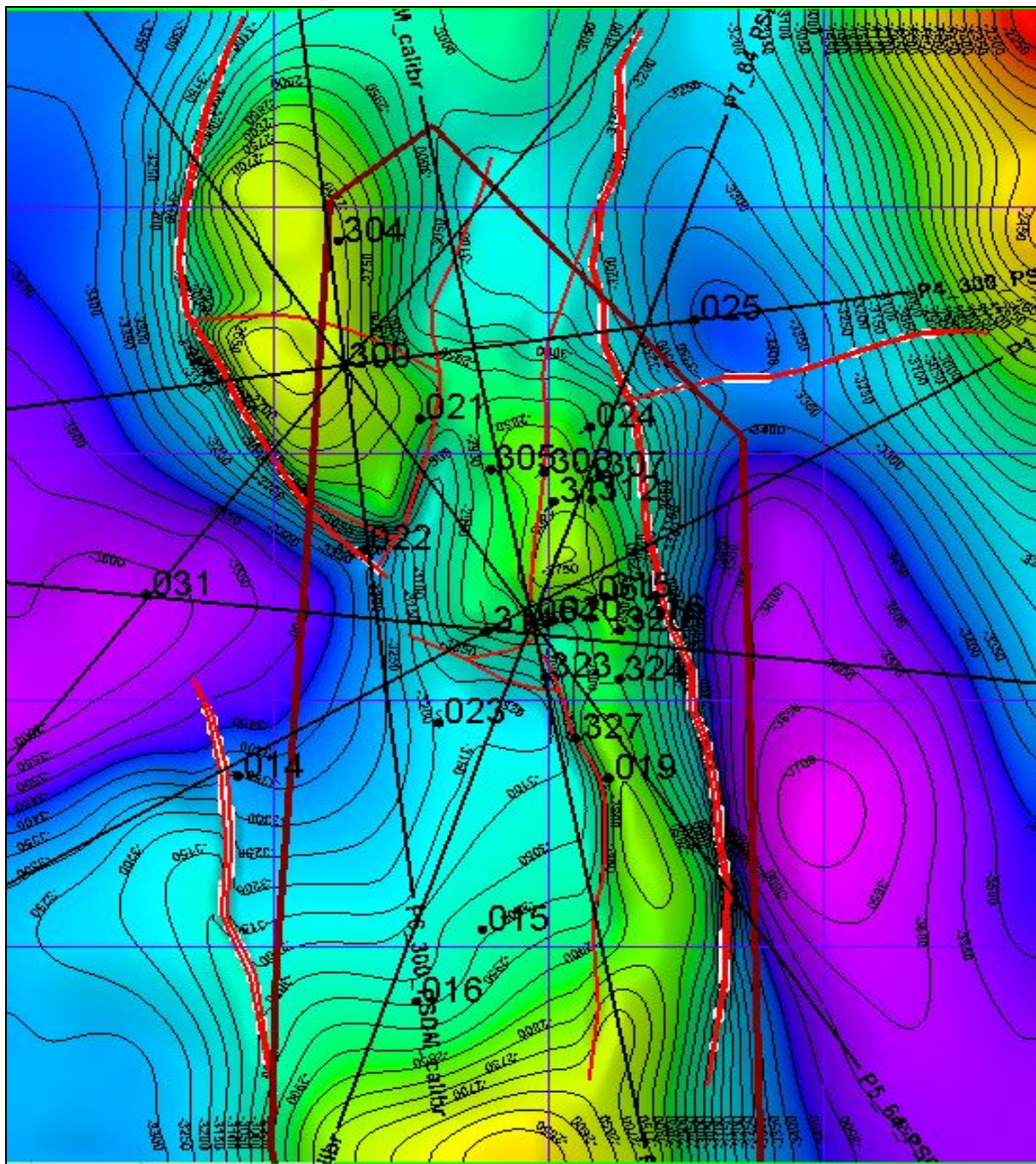
Блоки

- 1** Блок "Алибекмола Южная"
- 2** Блок "Южный Алибек"
- 3а** Блок "Алибекмола центральная, западная часть"
- 3б** Блок "Алибекмола центральная, восточная часть"
- 4** Блок "Алибекмола Северная"

Парадай

Предварительная схема 2005г.

Алибекмола. Структурная карта по поверхности второй карбонатной толще (КТ-II)



Шлюмберг

е
Схема 2011 г.

Рис. 5

Аномальное магнитное поле южного обрамления Прикаспийского палеозойского бассейна

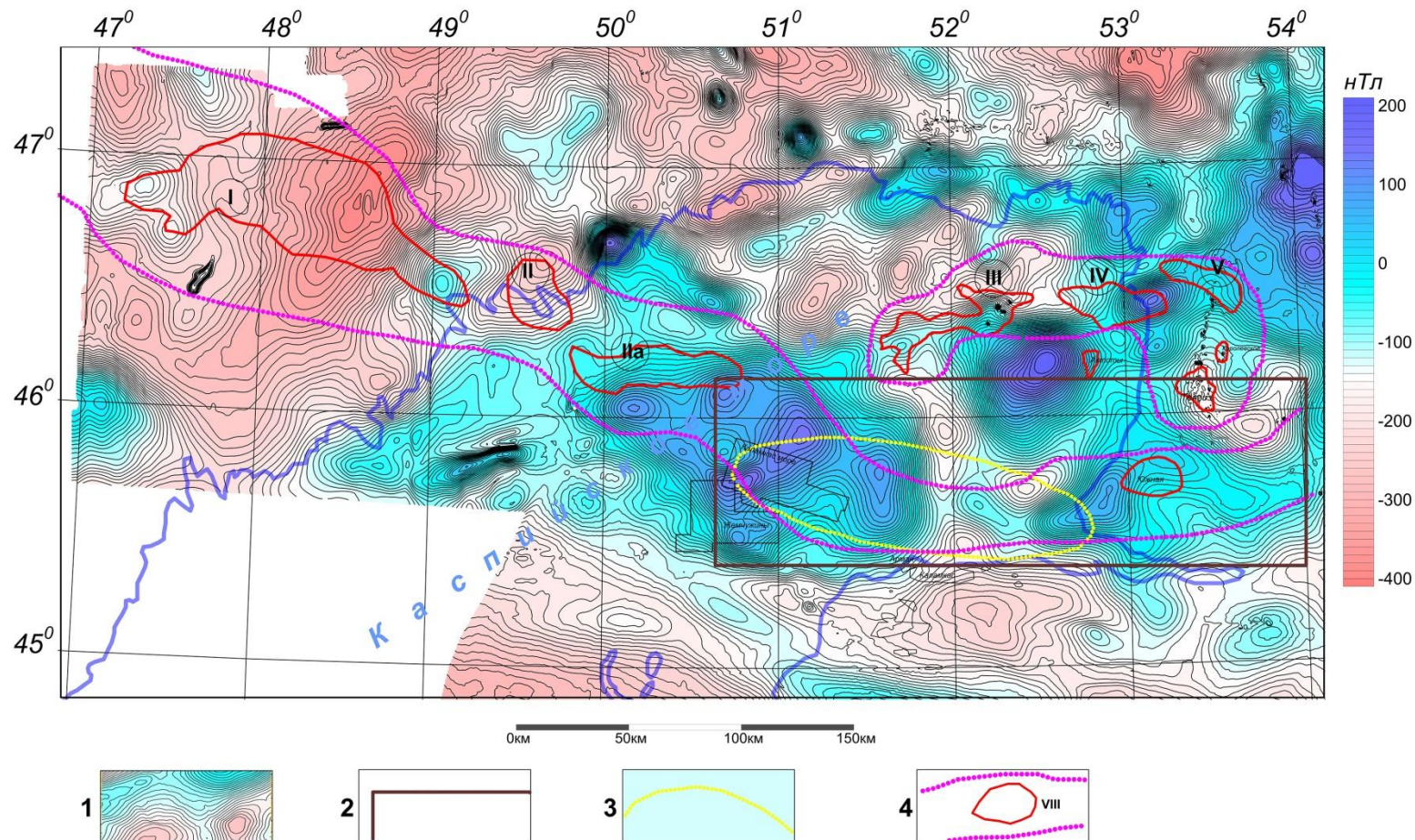
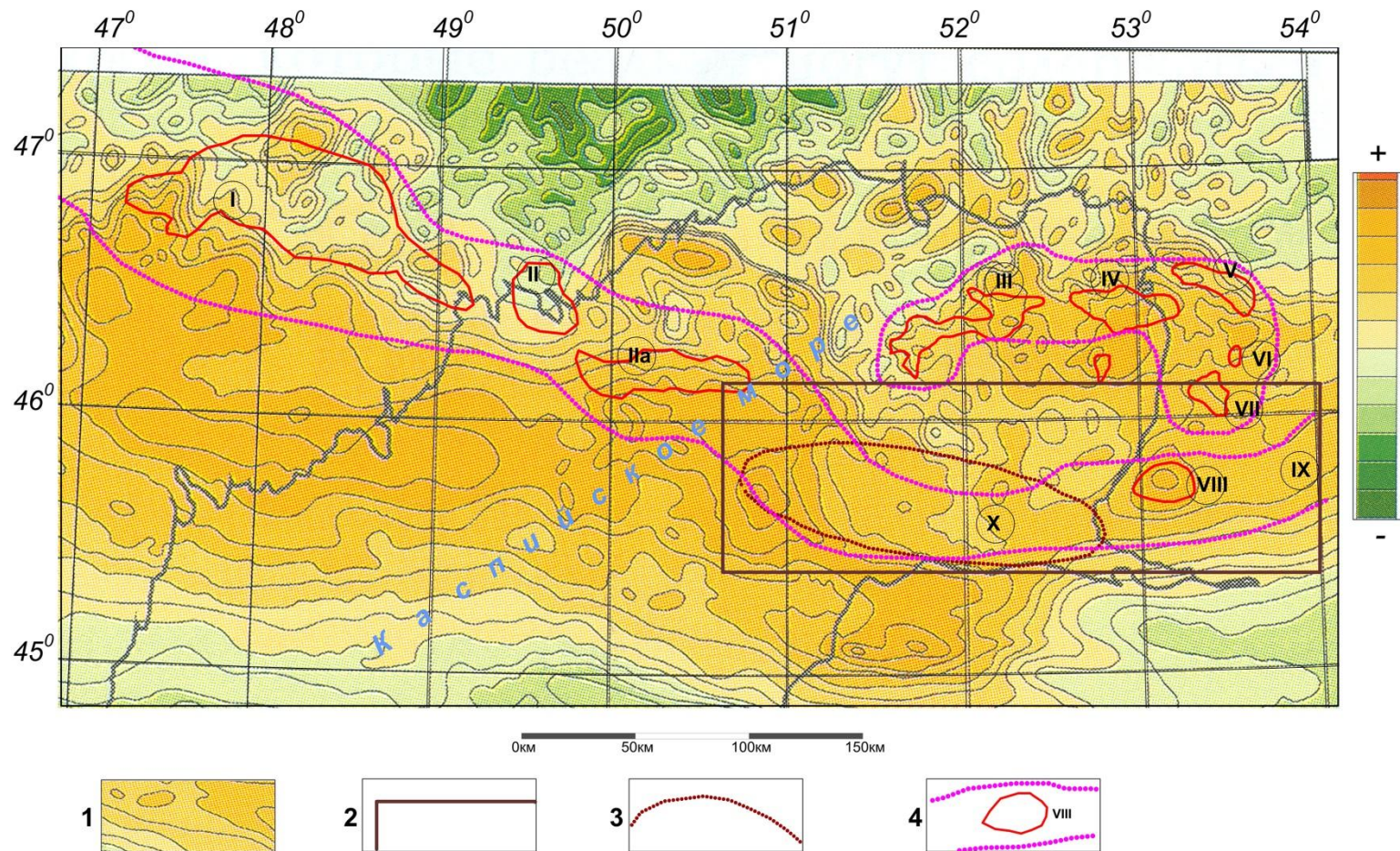


Рис. 6

Схема гравиметрических аномалий южного обрамления Прикаспийского палеозойского бассейна



Ожидаемый прирост запасов УВ на период до 2020 г. (кат. C₁₊₂)

Зона/ поднятие	Бассейн	Комплекс	Запасы, млн тонн	
			Геол.	Извл.
Тенгиз Глубокий	ПБ	D ₃ – C ₁	1600	480
Новобогатинское сводовое поднятие (Новобогатинск, Сарайшик)	ПБ	C ₁ – P ₁ ar	220	66
Гурьевско-Кульсаринская ступень (Тасым Юго-Восточный, Кузбак)	ПБ	C ₁ – P ₁ ar	150	45
Маткен-Биикжальская ступень (Кырыкмерген - Мунайлы Северный)	ПБ	D3-C1	180	54
Маткен-Биикжальская ступень (Буйыргын - Кызылкудук)	ПБ	D ₃ – C ₁	550	165
Надсолевой комплекс	ПБ	MZ	38	11,4
<i>Всего Прикаспийский бассейн</i>			<i>2738</i>	<i>821,4</i>
Узень Глубокий (Узень-Карамандыбас)	Мангышлак	PZ	450	135,0
Песчаномысско-Ракушечное поднятие (к югу от площади Оймаша)	Мангышлак	PZ	200	60,0
Восточно-Устюртская система прогибов (Шалкарский, Косбулакский прогиб и др.)	Устюрт-Бозаши	PZ	65	19,5
<i>Всего запад Туранской плиты</i>			<i>715</i>	<i>214,5</i>
<i>Доразведка добычных активов НК КМГ</i>		<i>MZ</i>	<i>75</i>	<i>22,5</i>
<i>Прирост по переоценке и пересчету запасов</i>		<i>MZ + PZ</i>	<i>175</i>	<i>52,5</i>
Всего запасы, млн тонн			3 665	1 100

Первая очередь проектных сверхглубоких скважин (5,5-8,0 км)

Поднятие	Структура II порядка	Глубина, м	Пр. гор.	Рез-т
<i>Юго-восток Прикаспия</i>				
Улькентобе ЮЗ, Кырыкмерген – Мунайлы Сев.	Гурьевско-Кульсаринская ступень	7000	$D_3 - C_1$	+
Буйыргын	Маткен-Биикжальская ступень	8000	$D_3 - C_1$	
Тенгиз Глубокий	Каратон-Тенгизская зона поднятий	7500	$D_{1,3}$	
Ансаган	Каратон-Тенгизская зона поднятий	6500	$D_{2,3}$	+
Кузбак	Гурьевско-Кульсаринская ступень	6800	D_3	
<i>Юг Прикаспия</i>				
Новобогатинск	Мынтобинско-Новобогатинская зона	8000	$C_1 - P_1$ ar	
Алга-Кобяковская	Мынтобинско-Новобогатинская зона	7000	$D_3 - P_1$ ar	+
<i>Восток Прикаспия</i>				
Урихтау	Тортколь-Жанажольская зона	6000	D_3 fm	+
Темир Северный	Темирская зона поднятий	5500	D_3	
<i>Мангышлак</i>				
Узень Глубокий	Зона Узень-Карамандыбас	4800	$C_1 - P_2$	