

## **ФРАНКО - ТУРНЕЙСКИЙ ЭТАП ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ОРЕНБУРГСКОГО ПРЕДУРАЛЬЯ**

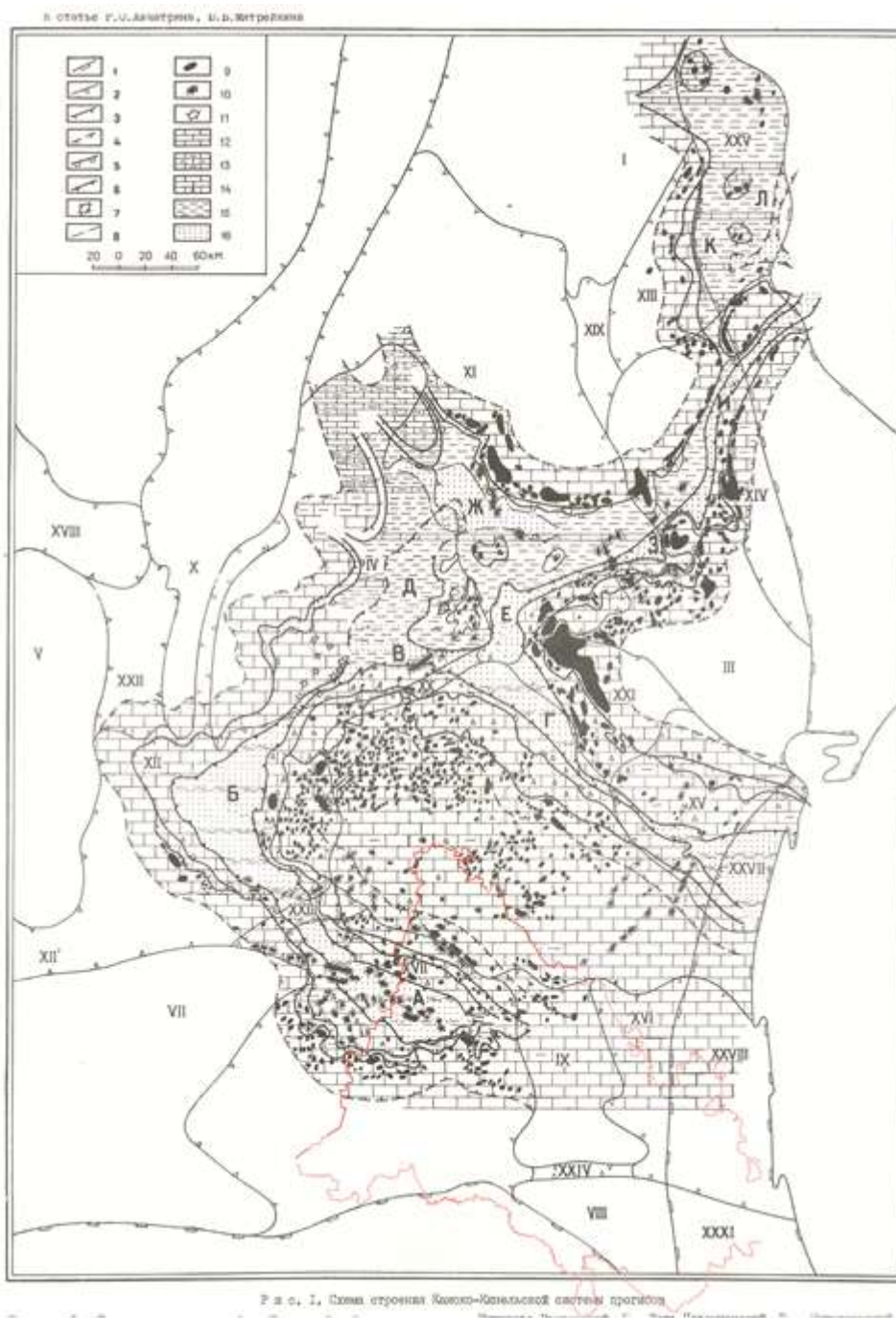
**Соколов А.Г., Блинова Т.С., Нестеренко М.Ю.  
Оренбургский государственный университет, г Оренбург,  
Пермь, Горный институт УрО РАН, г. Пермь,  
Отдел геоэкологии Оренбургского научного центра УрО РАН,  
г. Оренбург**

В франко-турнейское время Оренбургская область представляла собой преимущественно морской бассейн. Повсеместно осадконакопление представлено отложениями от мелкого до глубокого моря, в основном, карбонатами. Во фране приподнятые участки в виде островов существовали на юге области: Оренбургский блок Соль-Илецкого выступа, Кошинский и Чинаревский выступы. Они явились источниками сноса и терригенных отложений в Колгано-Борисовском прогибе и в небольшой степени Рубежинском прогибе.

Одним из наиболее грандиозных геологических сооружений в Оренбургской области является некомпенсированный Муханово-Ероховский прогиб (МЕП), приуроченный к центральной части Бузулукской впадины. МЕП представляет собой часть Камско-Кинельской системы прогибов, проявившейся в верхнефранко-турнейской части разреза Русской плиты и Предуральского прогиба [1]. В Оренбургской области ККСП завершается восточным замыканием, а западное продолжение прослеживается в Самарской области и далее в Татарии и Башкирии в Пермскую область (Рис.1).

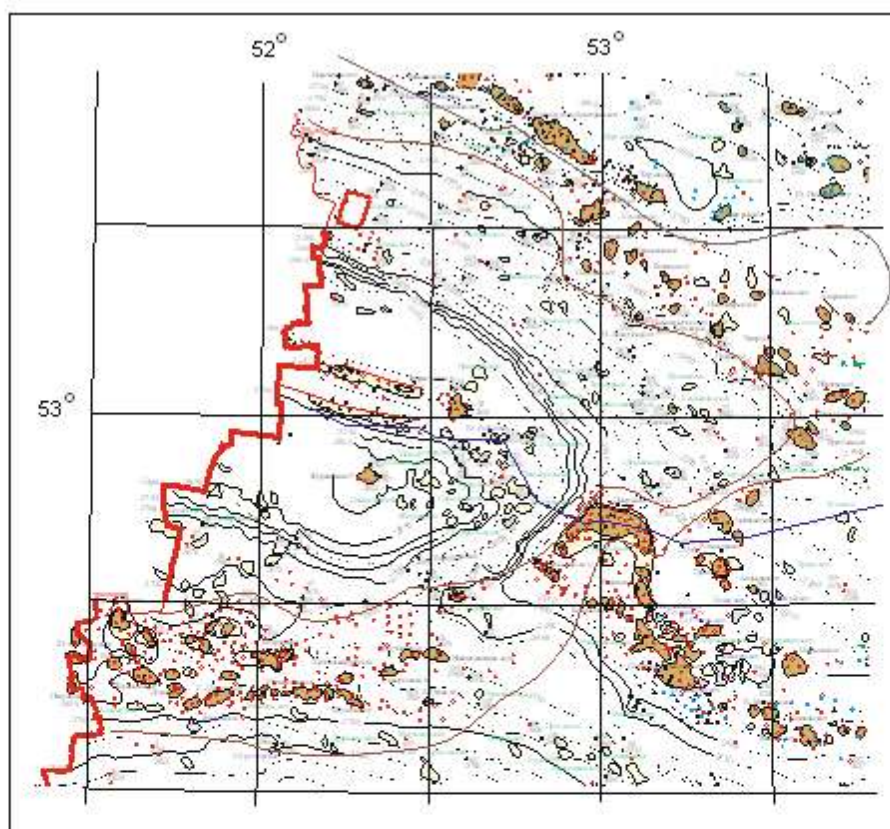
Ложе МЕП образуют франко-турнейские отложения. Полная компенсация прогиба осадками произошла в визейское время (Рис. 2) [2]. Рельеф прогиба четко проявляется по кровле турнейского яруса (Рис. 3). Примечательно то, что как подстилающие франские, так и перекрывающие постбобриковские отложения сложены карбонатами, а внутриформационное заполнение прогиба выполнено терригенными (алевролит, песчаники, глинистые карбонаты). В то время, как за пределами МЕП толщина терригенного комплекса (в основном, бобриковского) составляет 20-40 м, в пределах прогиба их толщина достигает сотен метров (до 400).

Но самыми замечательными сооружениями, что выводит МЕП в разряд самых нефтеперспективных, высокопродуктивных нефтегазоносных районов, являются бортовые зоны. Последние представляют собой настоящие карбонатные платформы. Они характеризуются наличием рифовых массивов и биогермных тел.



**Рис. 1** Схема строения Камско-Кинельской системы прогибов [1].

Границы: 1 – Предуральского прогиба и Прикаспийской синеклизы; 2 – сводов, валов, впадин, депрессий ( IX – Восточно-Оренбургский структурный выступ, XVII – Бузулукская впадина, VIII – Соль-Илецкий выступ); 3 – Камско-Кинельской системы прогибы: А – Муханово-Ероховский прогиб, Б – Усть-Черемшанский прогиб); 4 – внешних прибортовых зон ККСП; 5 – клиноформ заволжского возраста; 6 – клиноформ малевско-кизеловского возраста; 7 – атоллоподобных массивов; 8 – области развития песчаников нижнего карбона; 9, 10 – месторождения нефти; 11 – органогенные постройки, не содержащие нефть; Литологический состав пород, выполняющих ККСП: 12,13,14 – известняки; 15 – песчаники, алевролиты, алевролиты; 16 – глины и аргиллиты.



Условные обозначения:

- |   |  |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li> изогипсы отражающего горизонта, сопоставляемого с кровлей терригенного комплекса девона: Дкн, Дпш</li> <li> месторождения по пластам Дки, До, Ди</li> <li> выявленные структуры:</li> <li>    тектонические нарушения</li> <li>    — протяженные, главные   — короткие, второстепенные</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Скважины, вскрывшие кристаллический фундамент</li> <li>◦ Скважины, вскрывшие отложения девона</li> <li>◐ Скважины, вскрывшие ордовик</li> <li>◑ Скважины, вскрывшие рифей-венд</li> <li>— Профиль, разрез по которому представлен на Рис. 3</li> <li> Граница внутренней и внешней зон МЭП</li> </ul> |
|---|--|

Рис. 2 Фрагмент карты по кровле турнейского яруса.

Массивы, примыкающие к континентальному склону, представляют наиболее высокоамплитудные крупные и многочисленные органогенные постройки. Они создают барьерно-рифовый пояс бортовой системы. Так, фаменские отложения в ядрах органогенных построек (ОП), от 200-300 м достигают толщин до 300-400 м. Однако нефтеносность проявляется не в самих ОП, а в структурах облекания, создавая многопластовые месторождения (Т1, Т2, БЦ, О1, О2, О3, О4). Наиболее крупные месторождения сформировались в южной бортовой зоне с Бобровским, Герасимовским, Курманаевским, Долговским, Покровским и др. месторождениями, образовав Бобровско-Покровскую группу. Северная бортовая зона, названная Боровско-Залеской сформировала большое количество, в основном, мелких месторождений (самое крупное - Кристалльное).

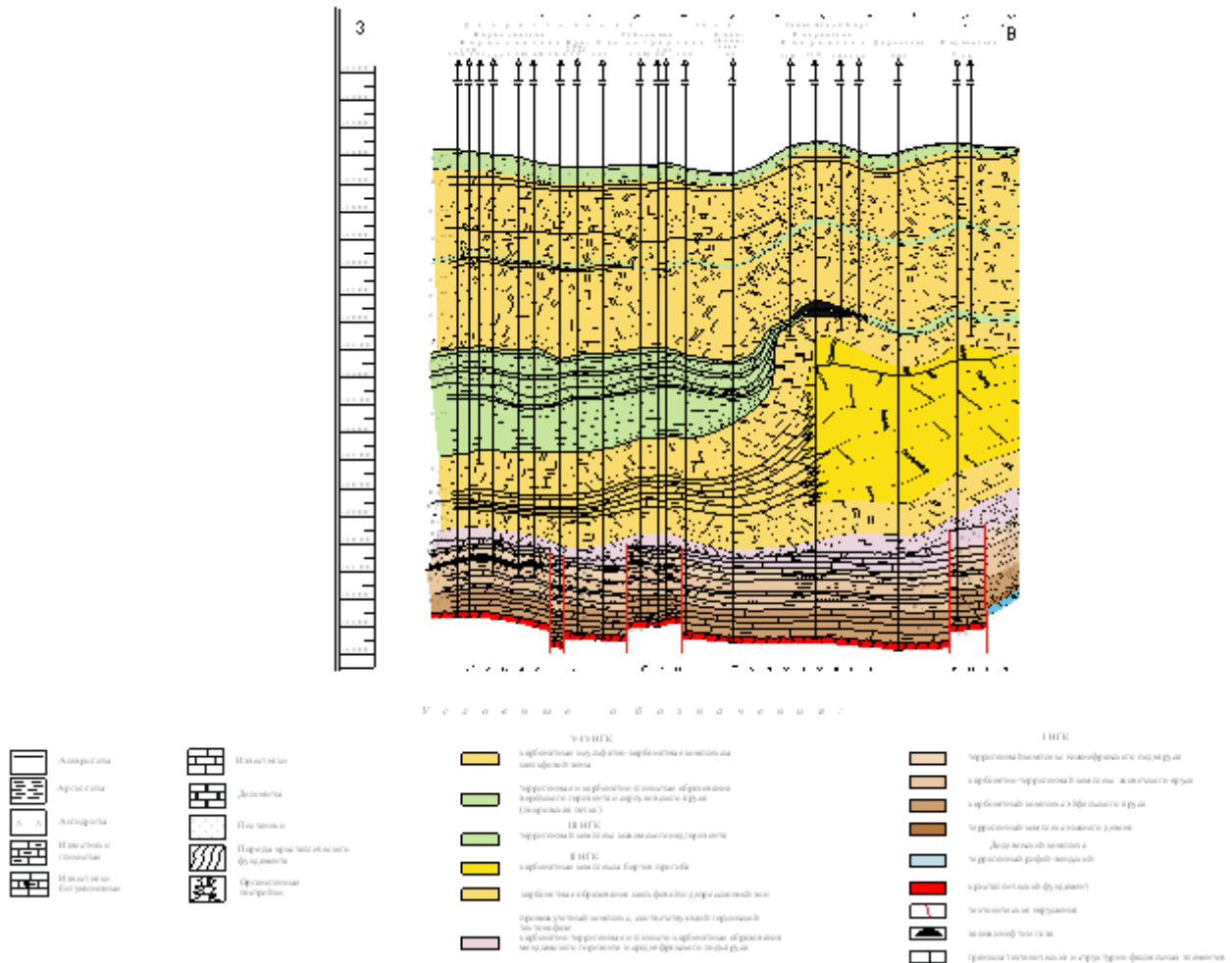


Рис. 3 Широтный геологический разрез через МЭП (Яхимович Г.Д., 2005).

Последующие исследования оренбургских геологов (И. А. Денцкевич, Г. Д. Яхимович, и др. [3]) показали, что бортовые зоны МЭП имеют более широкое развитие. К ранее выделенной зоне заволжского возраста причленяется зона фаменского, а затем и франского возрастов. Причем последняя зона охватывает территории Восточно-Оренбургского сводового поднятия и Южного склона Татарского свода. Такая трактовка развития МЭП от более древнего борта на периферии к более молодой центральной части прогиба позволяет, по нашему мнению, выдвинуть идею глубинных корней МЭП, как унаследованных от прогибов протерозойского времени, а именно Ольховского грабена, и продолжающейся на северо-запад системы тектонических нарушений к Самарским дислокациям. Последние приурочены к центральной самой глубокой части МЭП. Эта единая тектоническая зона выделена И. А. Денцкевичем и А. Г. Соколовым и названа Самарско-Ольховским нефтегазоносным поясом [4]. Сам Ольховский грабен можно рассматривать как щель в фундаменте, зашедшую с Салмышского прогиба в Башкирии, т.е. классический рифт с преобладанием тектонических сил растяжения. Полагаем, что всю эту тектоническую зону преимущественно сил растяжения в протерозойское время вплоть до среднего девона можно рассматривать, как Самарско-Ольховский рифт, а Муханово-Ероховский

прогиб унаследованным данного рифта. В среднем девоне (фране) под влиянием сил сжатия произошла инверсия Ольховского грабена – на его месте возник горст. Возможно, этот теперь приподнятый участок сместил ось МЭП севернее Ольховского грабена.

Аналогом МЭП в пределах Оренбургской области считается некомпенсированный Погодаево-Остафьевский прогиб [5]. Он развивался на юге в фамен-турнейское время практически за пределами Оренбургской области. По масштабам прогибания он уступает МЭП, но развитие шло синхронно и захоронен он также отложениями бобриковского возраста. На территории Оренбургской обл. предполагается наличие его северного и восточного бортов. Рифовый борт предположительно имеет турнейско-фаменский возраст.

Совершенно по другому сценарию происходили геологические события в южных и восточных районах области при образовании Колганского нефтегазоносного бассейна [ 6 ]. Верхнефранский этап этих районов вблизи Прикаспийских горстов осложнен вклиниванием в мощные толщи карбонатных пород инородных для них образований – терригенной *колганской толщи* и ее глинистых аналогов. Колганская толща – продукт размыва палеозойских отложений Соль-Илецкого свода, который испытывал интенсивный подъем. Исследованиями геологов (Новицкий Ю.В., Шпильман И.А., Денцкевич И.А., Яхимович Г.Д.) установлено, что Оренбургский глубинный разлом длительное время контролировал взаимное движение блоков южного, относящегося к Соль-Илецкому выступу, и северного, являющегося южной оконечностью Восточно-Оренбургского валообразного выступа. В ордовикское время южный блок был погружен на глубину до 3 тыс. м (грабеновая фаза), в среднем девоне, наоборот, воздымался относительно северного на амплитуду до 2500 м (горстовая фаза). Активнее всего воздымался Оренбургский блок, непосредственно примыкающий к разлому. В процессе подъема породы девона оказывались выше уровня моря и подвергались размыву. Площади размыва, амплитуда размыва иллюстрируется картой по кровле терригенного девона (см. Рис 4).

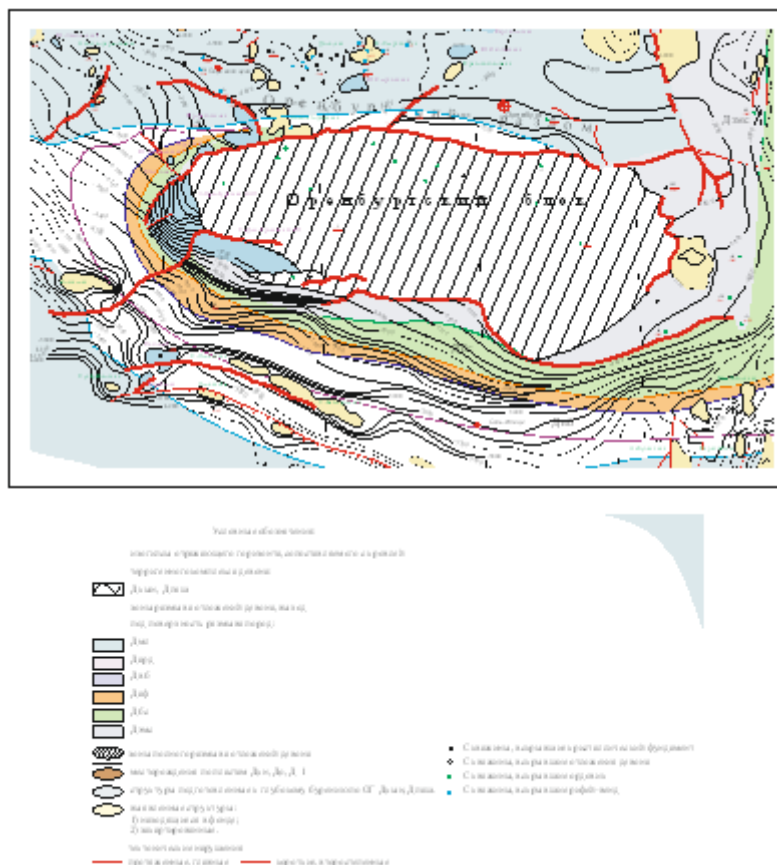


Рис. 4 Границы размыва Оренбургского блока (Яхимович Г.Д., 2005).

Продукты размыва перемещались к северу от Оренбургского блока и переоткладывались в депрессионные зоны Восточно-Оренбургского структурного выступа и, в частности, Муханово-Ероховского прогиба, который служил во франко-бобриковское время базисом эрозии всей территории Оренбургской области (Рис.5). Слагающие колганскую толщу песчаники, алевролиты, аргиллиты и известняки образуют в разрезе сложную мозаику взаимопереходов, замещений, включений, переслаиваний. Закономерность в распределении пород проявляется в смене в северном направлении грубого материала на мелкозернистый. Одновременно увеличивается карбонатность отложений до полного замещения терригенных пород на карбонатные.

Нефтеносность отмечена в различных прослоях и пачках песчаных отложений : Дкт-1, Дкт-2, Дкт-3, Дкт-4, Дкт-5. В то же время в колганском бассейне обнаружены одновозрастные органические постройки (ОП), рифы, соседствующие с терригенными образованиями и также нефтесодержащие (Донецко-Сыртовское, Дачно-Репинское, Колганское, Вахитовское). Установлено, что на бортах тектонических прогибов накапливаются мелководные терригенные отложения (песчаники), а при замедлении или прекращении сноса с суши развиваются рифовые тела. Глинистые толщи богатые ОВ, при больших скоростях накопления и захоронения, в условиях ограниченной циркуляции вод являются высококачественными материнскими породами. Из них нефть эмигрирует в пласты-коллекторы на бортах прогиба. Тектоническая расчлененность и фациальная невыдержанность отложений

затрудняют дальнюю латеральную миграцию УВ, доминирует вертикальная миграция. Причем в таких ОП нефтеносность проявилась в франских и фаменских карбонатах.

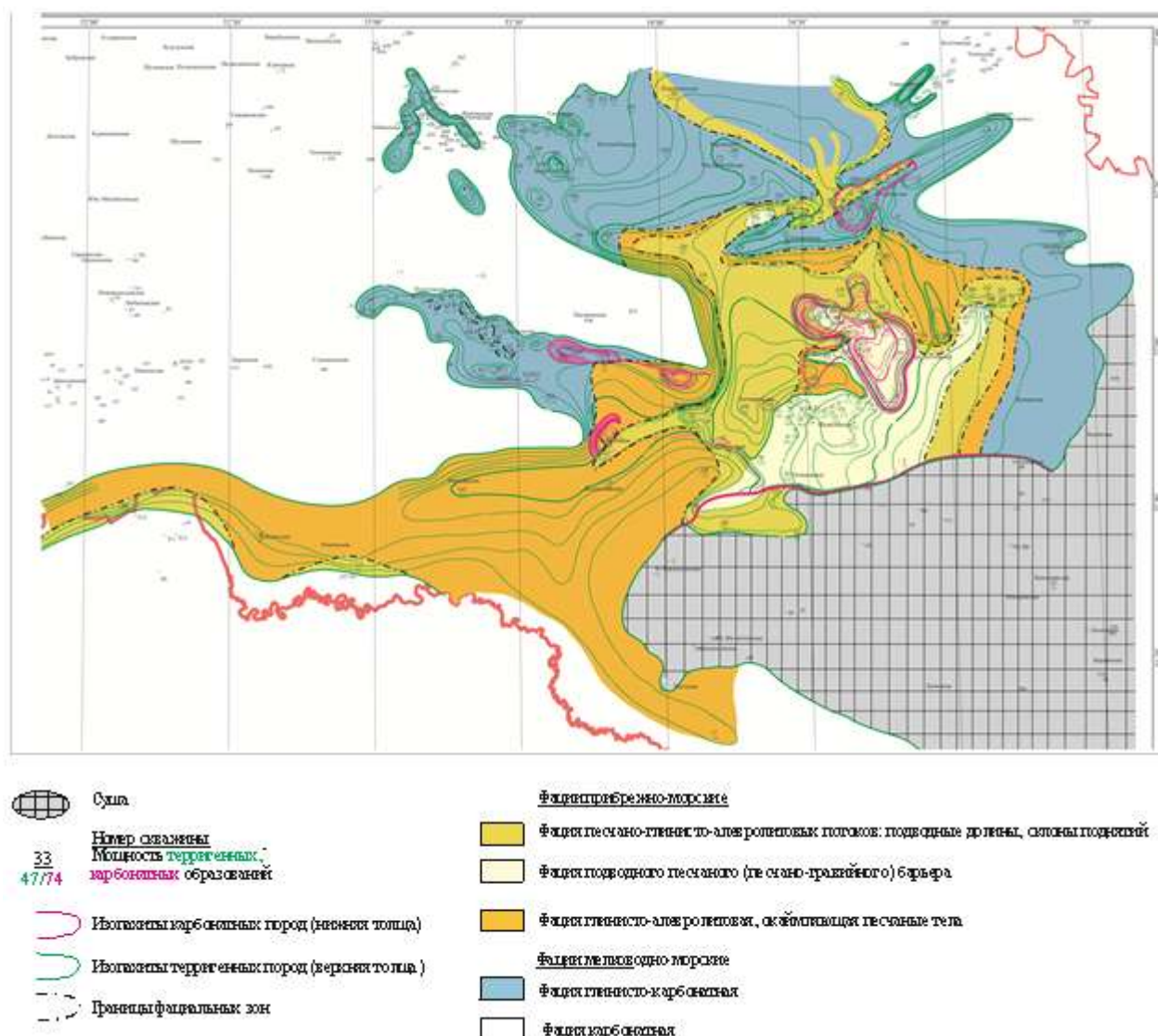


Рис.5 Колганский нефтегазоносный бассейн (Яхимович Г.Д., 2005).

По аналогичному сценарию, но в значительно меньших масштабах подвергались последовательно воздыманию, последующей эрозии и накоплению переотложенных терригенных осадков в депрессионных или склоновых участках палеорельефа другие блоки Прикаспийского горста. Сейсмическими и немногочисленными скважинами глубокого бурения такие районы установлены на Чинаревском и Кошинском выступах фундамента (см. Рис. 4).

Отмеченная высокая мобильность южного блока Оренбургского глубинного разлома проявляется, но в меньшей мере, на других глубинных разломах. Вдоль Туймазино-Бавлинского разлома сформировался по отложениям франа-турне Туймазино-Бавлинский вал, вдоль

Большекинельского разлома – Большекинельский вал. Также активизировались или развивались унаследовано приразломные зоны девонского тектогенеза (Гаршинский, Росташинский в южном погружении Бузулукской впадины, Романовский, Золотовский в Восточно-Оренбургском структурном выступе и др.). При этом все упомянутые валы и структурные зоны продуктивны в фаменских, турнейских или бобриковских пластах-коллекторах.

#### *Список литературы*

1. *Геология и освоение ресурсов нефти в Камско-Кинельской системе прогибов / Сб. научных трудов.- М.- Наука, 1991, 132 с.-ISBN5-02- 002145-8.*

2. *Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области / Под ред. Пантелеева А.С., Козлова Н.Ф. - Оренбург, Оренбургское книжн. изд-во.- 1997.- 272 с.- ISBN5-88788-023-6*

3. *Деникевич, И. А. Франский и фаменский этапы развития Муханово-Ероховского прогиба / И.А.Деникевич, Г. Д. Яхимович //В кн. Геология и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений Оренбургской области: научн.труды ОНАКО, вып. 2.- Оренбург.1999.- С. 18-20. ISBN 5-88788-058-9*

4. *Соколов А.Г., Деникевич И.А. Принципы выделения нефтегазоносных поясов // Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Многопрофильный университет как региональный центр образования и науки», секция 21, Оренбург, ИПК ГОУ ОГУ, 20-29 мая 2009, С. 1899-1904. CD-ROM ISBN 978-5-7410-0941-3/*

5. *Деникевич И.А. Прогноз нефтегазоносности и выбор перспективных участков в пределах юга Оренбургской области, Фонды ОАО ОренбургНИПИнефть, г. Оренбург, 2001.- 137 с.*

6. *Яхимович, Г. Д. Колганский нефтегазоносный бассейн и роль тектоники в его формировании / Г. Д. Яхимович // В кн. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений Оренбургской области: научн.труды ОНАКО, вып. 1.- Оренбург.1998.- С. 72-76. ISBN 5-88788-041-4*



