

УДК 551.24:553.98(571.51)

Баранова М.И.

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья» (ФГУП «СНИИГГиМС»), Новосибирск, Россия, baranova@sniiggims.ru

СДВИГОВЫЕ ДИСЛОКАЦИИ В РАЙОНЕ КУЮМБИНСКОГО ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Куюмбинское газонефтяное месторождение расположено на западе Сибирской платформы в пределах Мадринской депрессии, выделяемой по отложениям рифея. Рассмотрено пространственное распределение структур этого месторождения, свидетельствующее о сдвиговой природе формирования Мадринской депрессии по типу пулл-апарт. Намечены закономерности распределения ловушек углеводородов.

Ключевые слова: сдвиговая тектоника, ловушки углеводородов, Сибирская платформа, Куюмбинское газонефтяное месторождение.

Введение

Изучение зон сдвигов началось в середине позапрошлого века с работ цюрихского геолога Арнольда Эшера, который правильно проинтерпретировал левосторонний сдвиг в Центральных Альпах. В дальнейшем появились сообщения о горизонтальных смещениях блоков земной коры вдоль разрывов при землетрясениях. Большое Калифорнийское землетрясение 1906 г. послужило толчком для активного изучения процессов сдвигообразования, крупные сдвиговые зоны были детально закартированы во многих регионах мира.

Изучение закономерностей в распределении структур в зонах разломов зародилось в Калифорнии, где была доказана связь складок с разломами сдвиговой природы. Опыты У. Мида [Mead, 1920] по воссозданию сдвиговых деформаций показали субпараллельность складок, полученных в результате сдвига, их брахиформность, а главное – кулисность сочленения, что было очень схоже с реальными структурами вдоль многих разломов в Калифорнии.

На важность понимания закономерностей развития ловушек углеводородов в зонах сдвигов в те годы начали обращать внимание и нефтяники [Ferguson, Willis, 1924].

В настоящее время доказано, что сдвиги контролируют морфологию и пространственное распределение структур, возможно аккумуляцию и последующее преобразование вещества в осадочных бассейнах. В связи с этим, изучение сдвиговой тектоники является актуальным направлением в общем ряду наук, связанных с онтогенезом углеводородов.

Зоны сдвигов включают в себя как структуры сжатия в виде складок и надвигов, так и растяжения. Сложность и разнообразие этих структур характеризуются двумя важными свойствами сдвигов: 1 -- кулисообразная природа разломов и складок, сопровождающих сдвиги; 2 - изгибы сдвигов в плане создают локальные структуры растяжения и сжатия [Sylvester, 1988].

Дж. Муди выделил 4 типа ловушек, связанных со сдвигами: 1) пликативные (складки волочения); 2) тектонически экранированные пересекающимися разломами; 3) блоковые горстообразные структуры; 4) литолого-стратиграфические [Moody, 1973].

Проявление сдвиговой тектоники в районе Куюмбинского месторождения

Куюмбинское газонефтяное месторождение является составной частью гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления, входящей в состав Байкитской НГО Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Оно было открыто в 1973 г. бурением скв. Куюмбинская-1, вскрывшей газовую залежь в верхней части рифея, крышкой для которой служат залегающие субгоризонтально терригенно-сульфатно-карбонатные отложения венда. Последующие работы показали приуроченность залежей к трещинно-каверновым коллекторам рифейских пород, расположенным непосредственно ниже предвендской эрозионной поверхности.

Рифейский резервуар в этой части Сибирской платформы имеет сложное блоковое строение и интенсивную дизъюнктивную нарушенность, что существенно отражается на сейсмической информации, которая интерпретируется неоднозначно. Применение новейших технологий позволило недропользователям (ОАО «НГК «Славнефть») выявить приуроченность ловушек к зонам дезинтеграции пород, связанным с разрывами.

Построенная рабочая модель рифейского резервуара [Харахинов и др., 2006] предполагает контроль ловушек углеводородов рифоподобными строматолитовыми постройками высотой до 200-250 м и протяженностью в десятки километров. Однако к настоящему времени нет уверенных достоверных данных, говорящих о том, что рифейские рифоподобные постройки могли иметь такие размеры [Кузнецов, 2003].

В соответствии со схемой распространения сдвигов на Сибирской платформе, Куюмбинское газонефтяное месторождение находится в зоне пересечения правостороннего Ангаро-Катангского сдвига северо-западного простиранья и левостороннего - Большепитско-Кислоканского – северо-восточного простиранья [Мигурский, Старосельцев, 2000] (рис. 1).

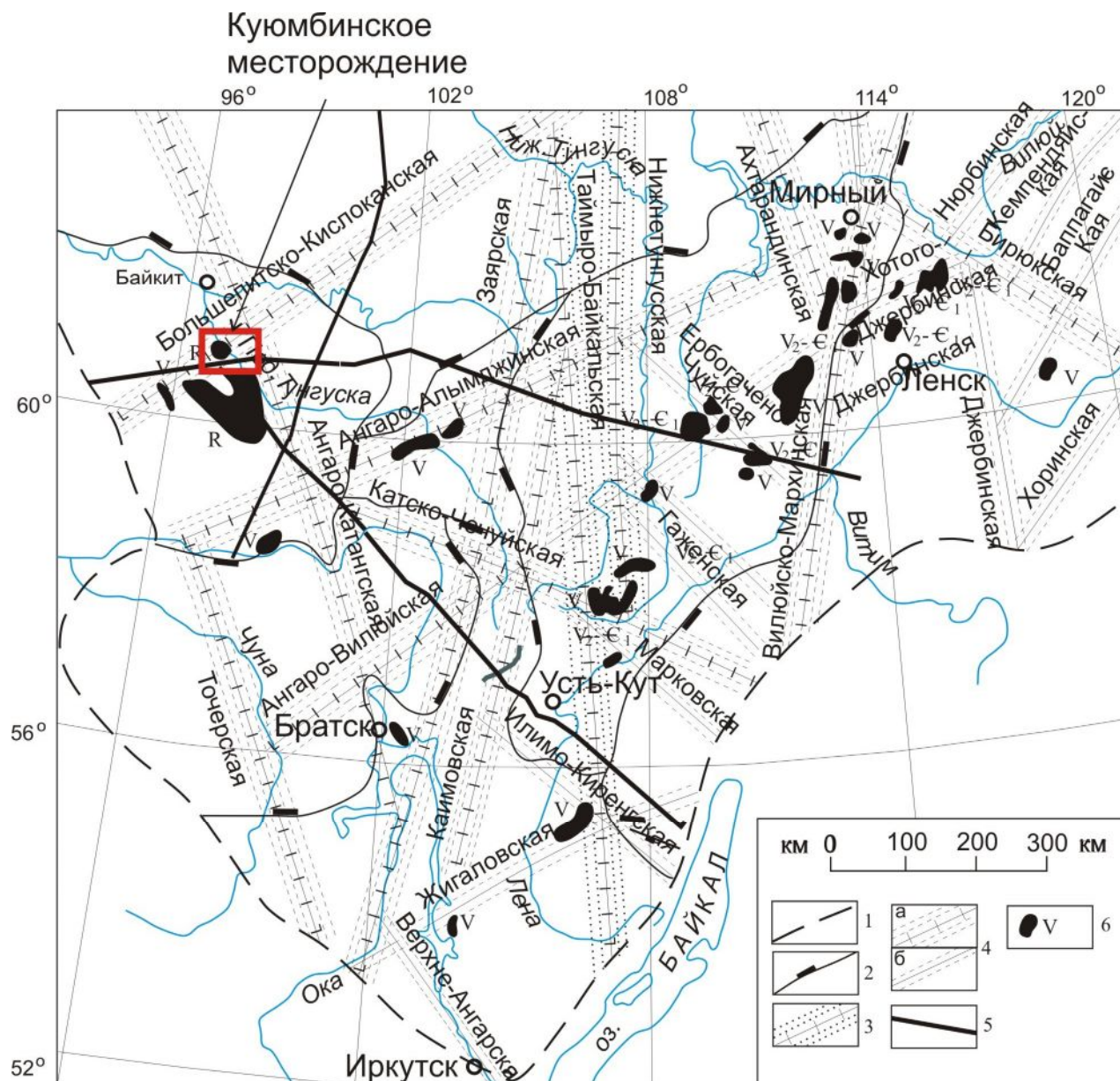


Рис. 1. Основные сдвиговые зоны юга Сибирской платформы

(А.В. Мигурский, В.С. Старосельцев, 2000)

1-2 – границы: 1 – Лено-Тунгусской НПП, 2 – надпорядковых структур (антеклиз, синеклиз, региональных прогибов, ступеней); 3-4 – сдвиговые зоны; 3 – доседиментационные, 4 – кон- и постседиментационные (а – генеральные, б – региональные); 5 – региональные профили; 6 – месторождения нефти и газа в рифейском (R), вендском (V) и верхневендско-нижнекембрийском (V_2 - ϵ_1) мегарезервуарах.

Впервые на существование крупного разлома, впоследствии названного Ангаро-Катангским, который протягивается от района г. Братска на северо-запад в сторону г. Норильска, указывали Г.Ф. Лунгерсгаузен и др. (1955). Правосторонняя сдвиговая природа этого дизъюнктива, проходящего через Берямбинское газоконденсатное месторождение, отчетливо видна на структурной карте, построенной по подошве кембрия. Сдвиг

подчеркивается здесь узкой гребневидной структурой, соответствующей его простиранию, а изогнутость кулисообразных поднятий указывает на правое смещение (рис. 2).

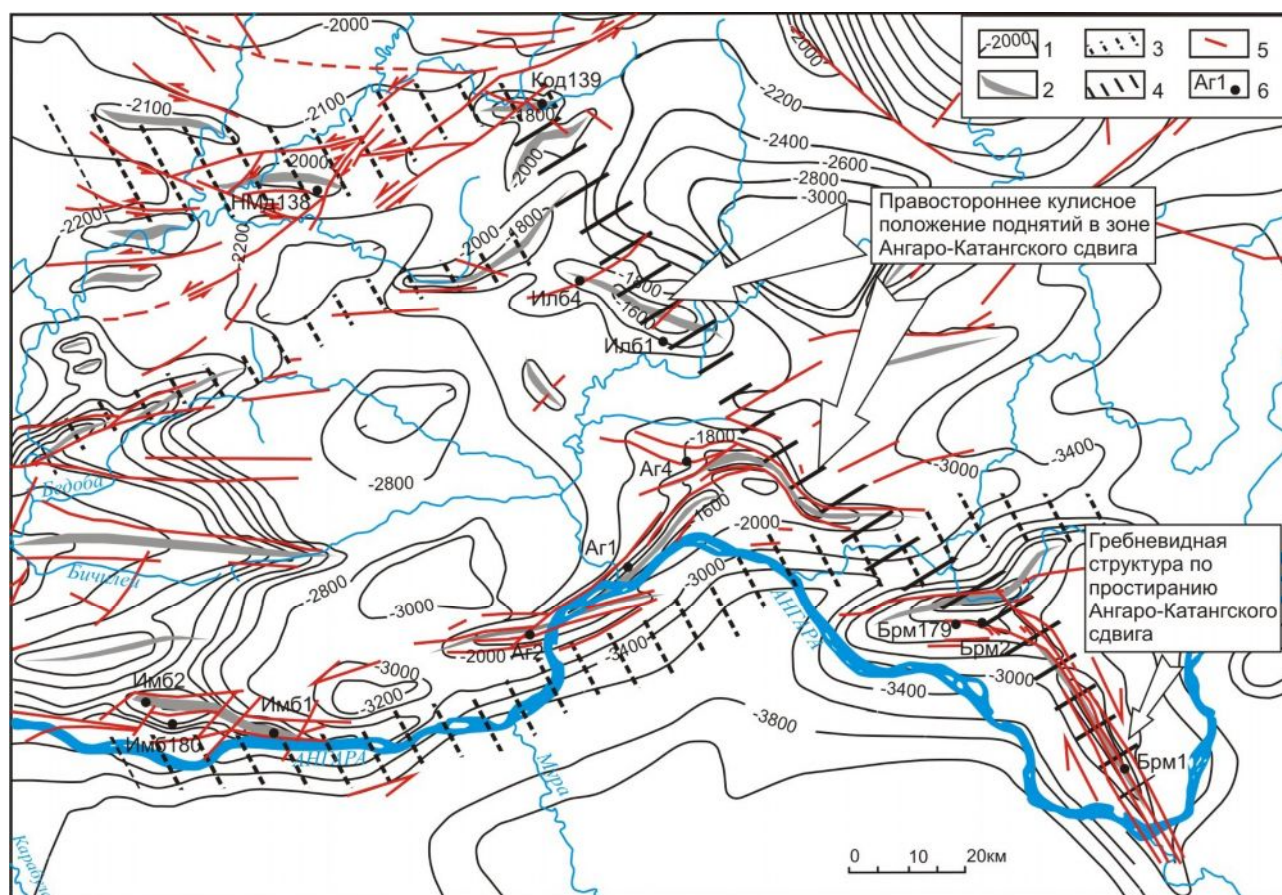


Рис. 2. Структурная карта по подошве усольской свиты кембрия в районе Ангарской зоны складок (Мигурский, Носкова, 2007)

1 – изобахиты по подошве усольской свиты; 2 – оси антиклинальных складок; 3-4 – линейные зоны дислокаций: 3 – Ангарского сдвига, 4 – Ангаро-Катангского сдвига; 5 – разрывные нарушения; 6 – глубокие скважины.

Возможное проявление Ангаро-Катангского сдвига в районе Куюмбинского месторождения отражено на региональном сейсмическом профиле «Батолит», пройденном здесь в субширотном направлении. Специалисты ОАО «Енисейгеофизика» выделили вдоль р. П. Тунгуска зону глубинного разлома шириной до 30 км и назвали ее Подкаменнотунгусской (рис. 3). Она расположена в зоне предполагаемого пересечения сейсмопрофилем Ангаро-Катангского сдвига.

На тектонофизической модели рифейского резервуара Куюмбинского месторождения, составленной недропользователями [Харахинов и др., 2000], северо-западное направление дизъюнктивов выражается линейными зонами субвертикальной деструкции пород.

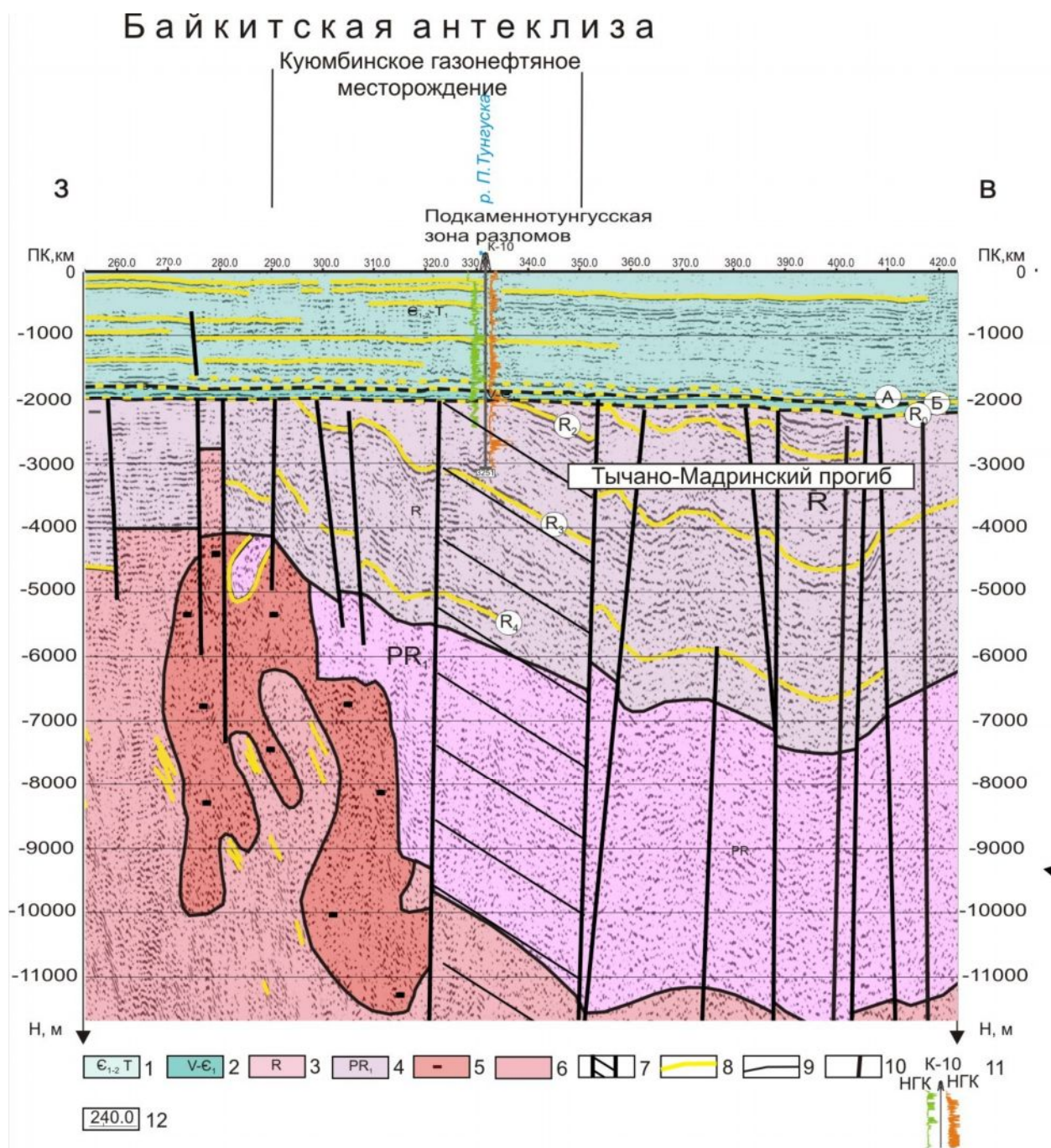


Рис. 3. Фрагмент сейсмогеологического регионального профиля «Батолит» в районе Куюмбинского месторождения (по материалам ОАО «Енисейгеофизика», 2010)

1 – нижний-средний кембрий, галогенно-карбонатный комплекс; 2 – венд – нижний кембрий, терригенно-сульфатно-карбонатный тип разреза; 3 – рифей нерасчлененный (камовская серия); 4 – нижний-средний рифей, вулканогенный комплекс; 5 – интрузивный комплекс, граниты, гранодиориты; 6 – гранито-гнейсы; 7 – зона глубинного разлома; 8 – отражающие горизонты; 9 – предполагаемые границы сейсмогеологических комплексов; 10 – субвертикальные разломы; 11 – скважины и их номера, кривые ГИС – ГК, НГК; 12 – сейсмический профиль и номера пикетов.

Наиболее проявлен на Куюмбинском участке левосторонний Большепитско-Кислоканский сдвиг, о чем говорит преобладание разрывов субширотного и северо-восточного простирания. Впервые этот дизъюнктив был выделен в пределах Енисейского

кряжа Д.И. Мусатовым [Мусатов, 1973] и затем продолжен в северо-восточном направлении в пределах Сибирской платформы Г.Д. Куликом и В.Д. Козыревым [Геология и перспективы..., 1968].

Применение новейших технологий позволило недропользователям создать объемное изображение структурных поверхностей внутририфейских отражающих горизонтов, где отчетливо прослеживаются разрывы северо-восточного простирания [Афанасенков и др., 2004]

На сбросовую кинематику основных выделенных дизъюнктивов указывает субвертикальность разрывов, характерная для зон растяжения. На сейсмических разрезах, поперечных этому направлению, можно видеть, что вся рифейская осадочная толща разбита субвертикальными разрывами на моноклиальные блоки. По смещению отражающих горизонтов R_3 и R_4 , соответствующих копчерской и верхам мадринской свит рифея, определяется вертикальная составляющая сбросо-сдвига, которая достигает сотен метров (рис. 4).

Севернее скв. Куюмбинской-13 (К-13) рифейские отражающие горизонты имеют хаотический структурный рисунок, поэтому корреляция их не представляется возможной (см. рис. 4).

По данным одних исследователей (Краевский, 2008), рифейские отложения в скв. Куюмбинской-305 (К-305), пробуренной в северной части Куюмбинской площади, соответствуют тайгинской толще (мадринская и вэдрэшевская свиты), по данным других – в ней присутствуют вышележащие свиты рифея, включая юктенскую [Шостак, Маргулис, Федоров, 2010]. Таким образом, по материалам описания керна в этой скважине нельзя однозначно судить о мощности рифейской толщи в районе скв. К-305 и, соответственно, определить строение рифея.

Интерес к северной части Куюмбинского месторождения обусловлен тем, что по поверхностной геологии здесь выделяется положительная структура – Бугарикский горст, обусловленная внедрением мощной (более 300 м) интрузии траппов слабо дифференцированного кузьмовского комплекса [Баранова и др., 2009].

По мнению ряда исследователей [Варанд, 1970; Благовещенская, 1971], корни таких интрузий находятся в непосредственной близости от интрузивного тела. Подводящий канал фиксируется здесь на сейсмическом профиле в 15 км северо-восточнее Бугарикской структуры.

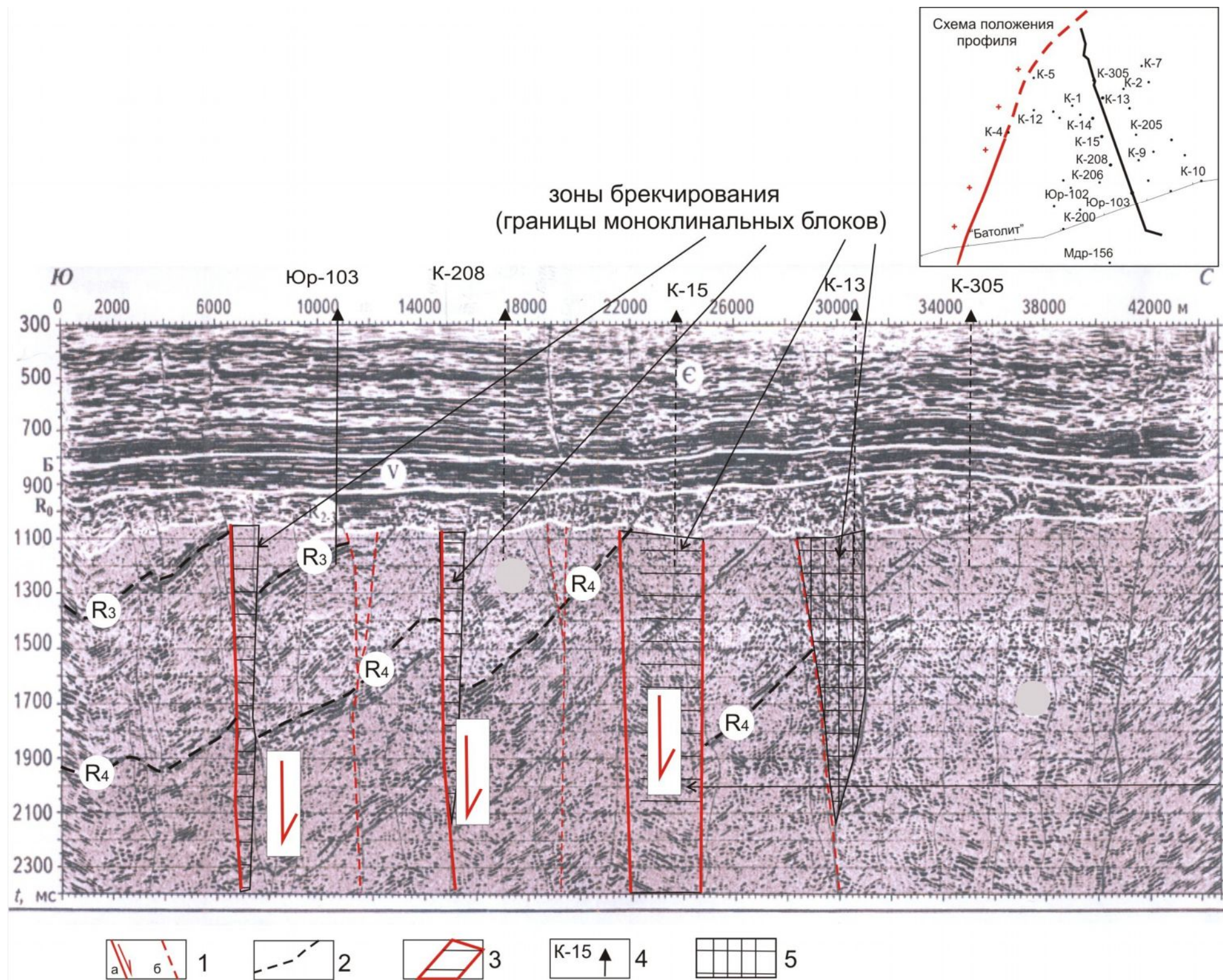


Рис. 4. Сейсмогеологический разрез по профилю 49_61_98
(ОАО «НГК «Славнефть», 2000, с дополнительными построениями)

1 – разрывы (а – сбросо-сдвиги, б – предполагаемые сбросы); 2 – отражающие рифейские горизонты; 3 – грабенообразные зоны, 4 – скважина и ее номер, 5 – зоны деструкции пород.

О влиянии пермо-триассового траппового магматизма на сохранность залежей углеводородов написано немало статей, и большинство исследователей пришли к выводу, что область влияния температурного воздействия на вмещающие породы при внедрении траппов ограничивается расстоянием в 3 раза большим, чем мощность внедренного интрузива.

Учитывая, что расстояние от подошвы наиболее мощного траппового тела в ангарской свите кембрия на Бугарикском горсте до кровли рифейских отложений составляет около 1400 м, залежи углеводородов не должны испытывать влияние действия интрузии траппов. Это подтверждает продуктивность скв. К-305, вскрывшей две газовые залежи. Однако бурение серии скважин, в пределах выделенной структуры еще в 70-х гг. (К-11, К-13, К-7) не дало положительных результатов.

На взгляд автора, перспективы нефтегазоносности этой северной части месторождения должны оцениваться как положительные, а причины присутствия как приточных, так и сухих скважин кроются в недостаточной изученности парагенеза структур зоны сдвигов.

Горизонтальная составляющая Большепитско-Кислоканского сдвига определяется на структурной карте по поверхности рифея смещением изопахит в районе изгиба р. П. Тунгуски по разрыву северо-восточного простирания и составляет около 5 км (рис. 5).

Исследования инфраструктуры рифейской толщи с помощью новейших технологий показали, что трещинная сеть в пределах Куюмбинского месторождения образована комбинацией субвертикальных (с углом наклона 70-90°), наклонных (30-70°) и субгоризонтальных (0-30°) направлений [Мухаметзянов и др., 2004].

По данным микросканирования, проведенного в скв. К-208, в процентном отношении это составляет, соответственно, 81, 12 и 7 %. То есть, субвертикальные трещины в районе скважины в настоящее время являются доминирующими.

Кроме того, недропользователями в этой скважине и скв. К-220 были проведены исследования открытой трещиноватости, которые показали, что преобладающее направление открытых трещин имеет северо-восточную ориентировку. Доминирование субвертикальных разрывов говорит об условиях сдвига-раздвига в пределах Куюмбинского месторождения.

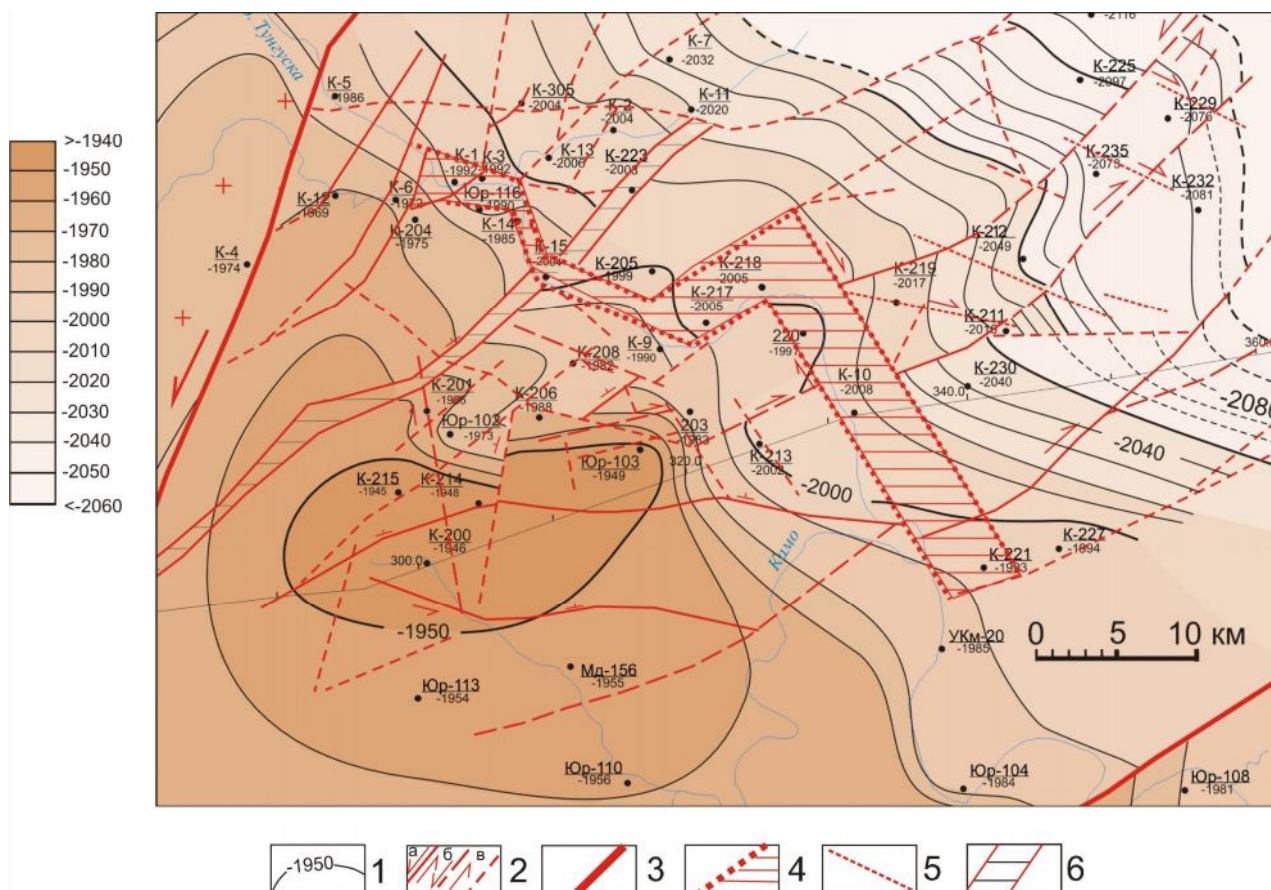


Рис. 5. Структурная карта по эрозионной поверхности рифея в районе Куюмбинского месторождения

1 – изогипсы по кровле рифея; разрывы; 2 – сдвиги (а – уверенные, б - предполагаемые); 3 – основные ветви Большепитско-Кислоканского сдвига; 4 – главная зона смещения Ангаро-Катангского сдвига; 5 – предполагаемые антитетические разрывы Большепитско-Кислоканского сдвига; б – грабены.

Анализ структурной карты, построенной по нижнему рифейскому отражающему горизонту R_4 , который близок к поверхности фундамента, показывает, что Куюмбинское месторождение находится в рифейском тектоническом блоке, отличном по строению от смежной с юго-запада части Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (рис. 6). Это выражается в его приуроченности к рифейской депрессии ромбовидной формы, вытянутой в северо-восточном направлении, и подчеркнутой отрицательной гравиметрической аномалией. Структуры такой морфологии, названные пулл-апартами, формируются в зонах сдвигов при их изгибах с расхождением смежных блоков. Аналогичная ситуация предполагается для Большепитско-Кислоканского сдвига. В районе скв. Юрубченских-2, 4, 49 ось сдвига отклоняется на север-северо-восток и служит разломным ограничением депрессии с северо-запада. Другая ветвь сохраняет прежнее направление (рис. 6). Заложение выделенной структуры произошло, предположительно, в раннем рифее.

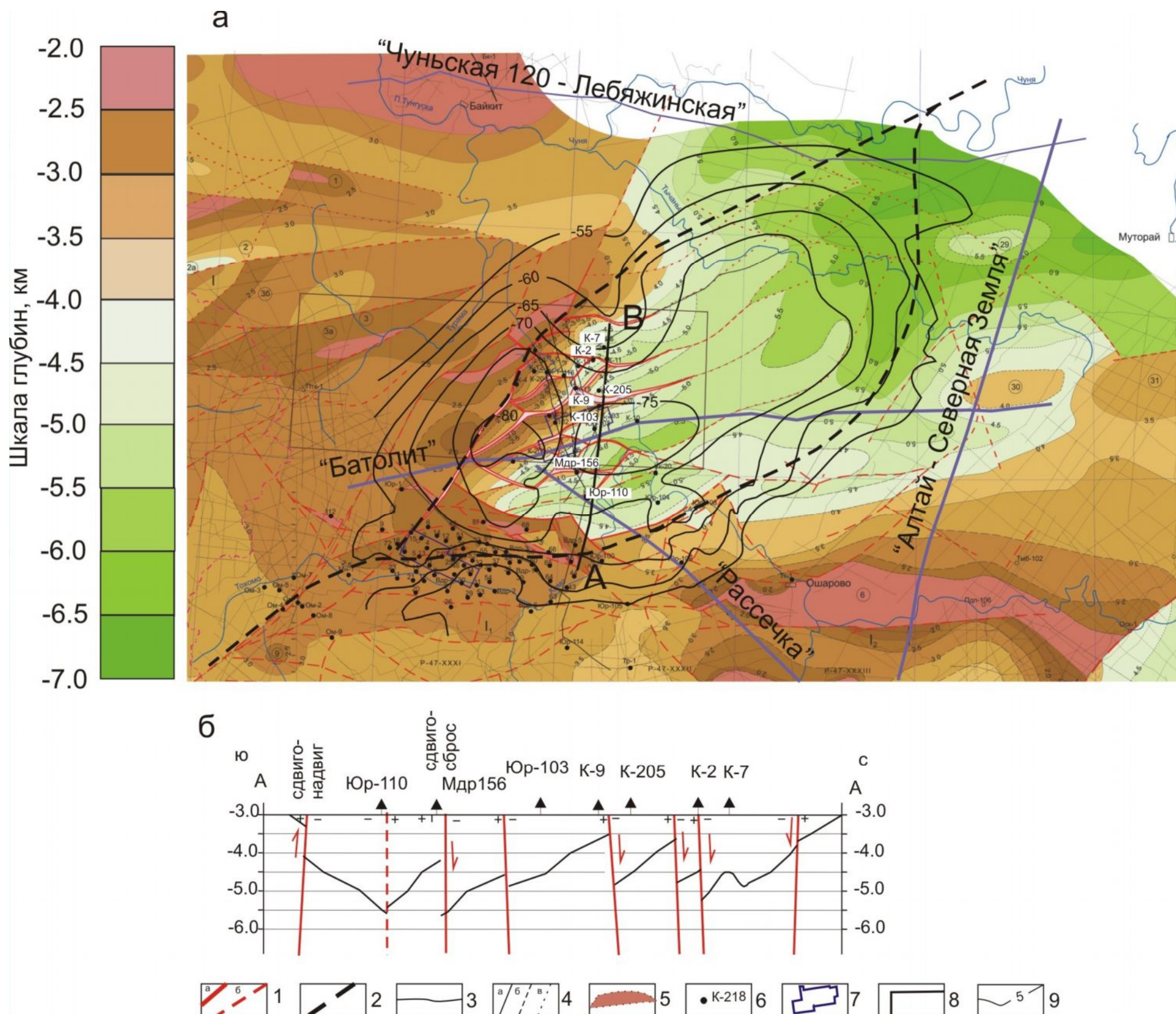


Рис. 6. Фрагмент структурной карты по рифейскому отражающему горизонту R₄ (а) (Кошук, 2001, с дополнениями), схематический разрез по отражающему горизонту R₄ по линии А-В (б)

1 – разрывы по данным сейсморазведки: а – уверенные, б – предполагаемые; 2 – предполагаемые ветви Большепетитско-Кислоканского сдвига; 3 – сейсмические профили; 4 – изогипсы ОГ: а – уверенные, б – менее уверенные, в – предполагаемые; 5 – выходы на предвендскую эрозионную поверхность отражающего горизонта R₄; 6 – глубокая скважина и ее номер; 7 – участок работ 3D; 8 – контур Куломбинского лицензионного участка; 9 – гравитационное поле в усл. ед.

В фациальном отношении отложения рифея здесь заметно отличаются от синхронных толщ на Юрубченском месторождении и корреляция их до сих пор неоднозначна. Первые относятся к Мадринской фациальной площади, вторые – к Тохомской. Осадконакопление в пределах Мадринской фациальной площади происходило более длительное время, при, предположительно, одновременном с Тохомской площадью, начале накопления осадков [Краевский, 2006].

Граница между фациальными площадями проходит по разрыву, проявляющему себя как сдвиг-надвиг и зафиксированному в скв. Юрубченской-66 по сдвоению фундамента [Баранова, 2010].

Структура выделенной рифейской Мадринской депрессии типа пулл-апарт имеет сложное строение. В ее пределах проявлены, преимущественно, субвертикальные разрывы северо-восточного простирания, разбивающие всю рифейскую толщу на моноклиналильные блоки, которые, в свою очередь, делятся разрывами северо-западного направления на более мелкие части. В результате такого блокового строения каждая залежь углеводородов обособилась в пределах своего, ограниченного разрывами блока, со своим водо- и газонефтяным контактами (рис. 7).

Отличительное свойство сдвигов, выраженное в кулисном положении складок и разрывов, проявляется на Куюмбинском месторождении на различных иерархических уровнях (рис. 8).

На космоснимке кулисные разрывы хорошо видны в районе скв. Куюмбинской-200, где они пространственно совпадают с разрывом северо-восточного направления, выделенным на структурной карте по рифейскому отражающему горизонту. Кулисное положение трещин зафиксировано недропользователями при помощи микросканера и в горизонтальной скважине, пройденной по рифейским породам. И, наконец, кулисное положение трещин можно наблюдать в керне скважин (рис. 8).

Очень важной с точки зрения нефтяной геологии является способность сдвигов формировать присдвиговые складки, сводовые части которых могут служить ловушками для углеводородов.

На сейсмических разрезах, пройденных в пределах Куюмбинского газонефтяного месторождения, можно видеть поднятия по поверхности рифея, большая часть которых пространственно совпадает со сбросо-сдвигами (рис. 9).

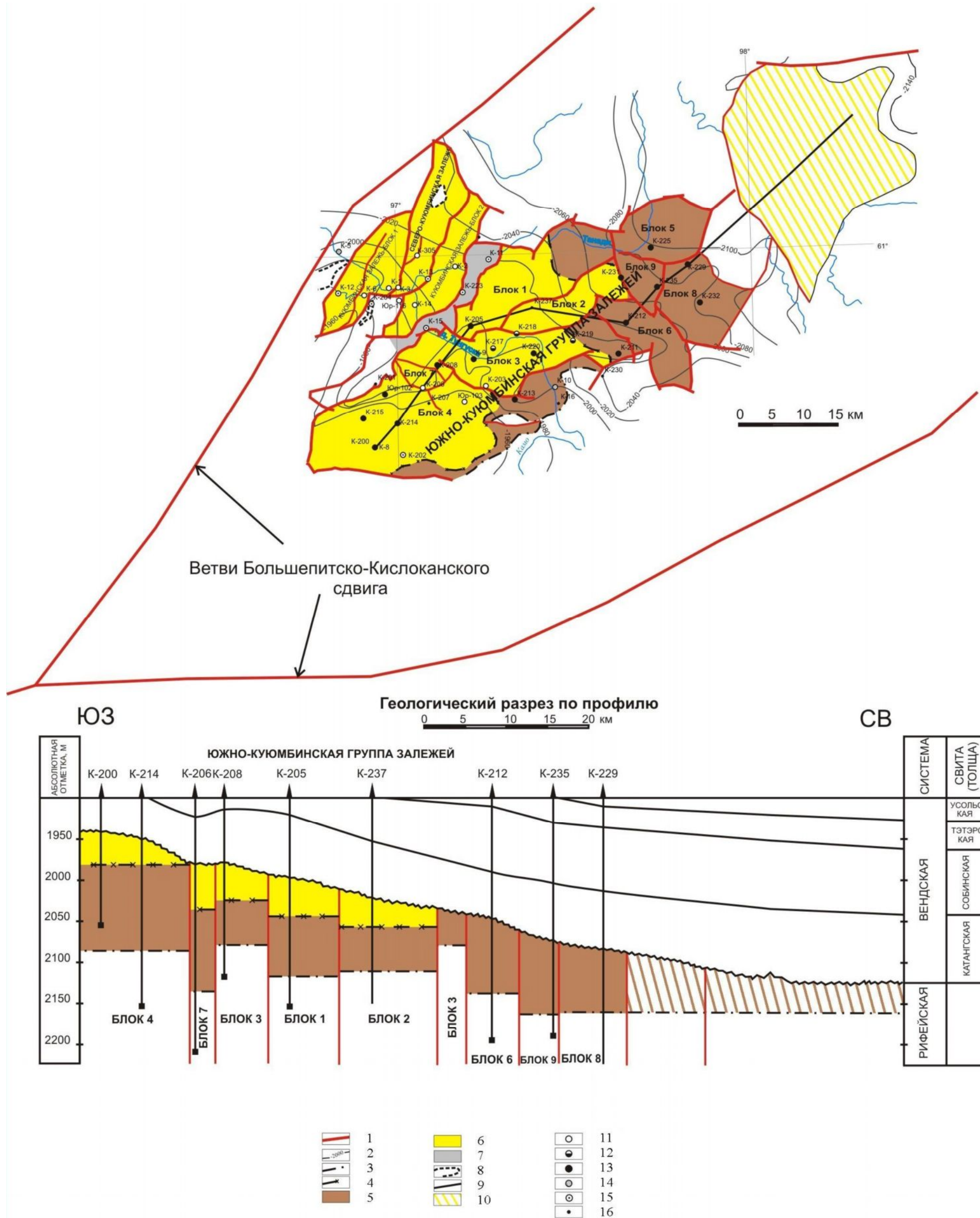


Рис. 7. Схема размещения залежей на Куюмбинском месторождении

(Мельников Н.В. и др. (ФГУП «СНИИГГиМС», по данным ООО «Славнефть-НПЦ», 2010), с добавлениями автора)

1 – разрывные нарушения; 2 – изогипсы подошвы венда; 3 – водонефтяной контакт; 4 – газонефтяной контакт; 5 – нефтяная часть залежи; 6 – конденсатно-газовая часть залежи; 7 – объекты, выведенные из бурения; 8 – зоны отсутствия коллекторов; 9 – геологический разрез; 10 – Кординско-Абракупчинский подготовленный объект; 11-16 – испытания скважин; 11 – притоки газа и конденсата, 12 – притоки газа, конденсата и нефти, 13 – притоки нефти, 14 – притоки пластовой воды, 15 – нет притока, «сухие», 16 – нет данных, не испытывались.

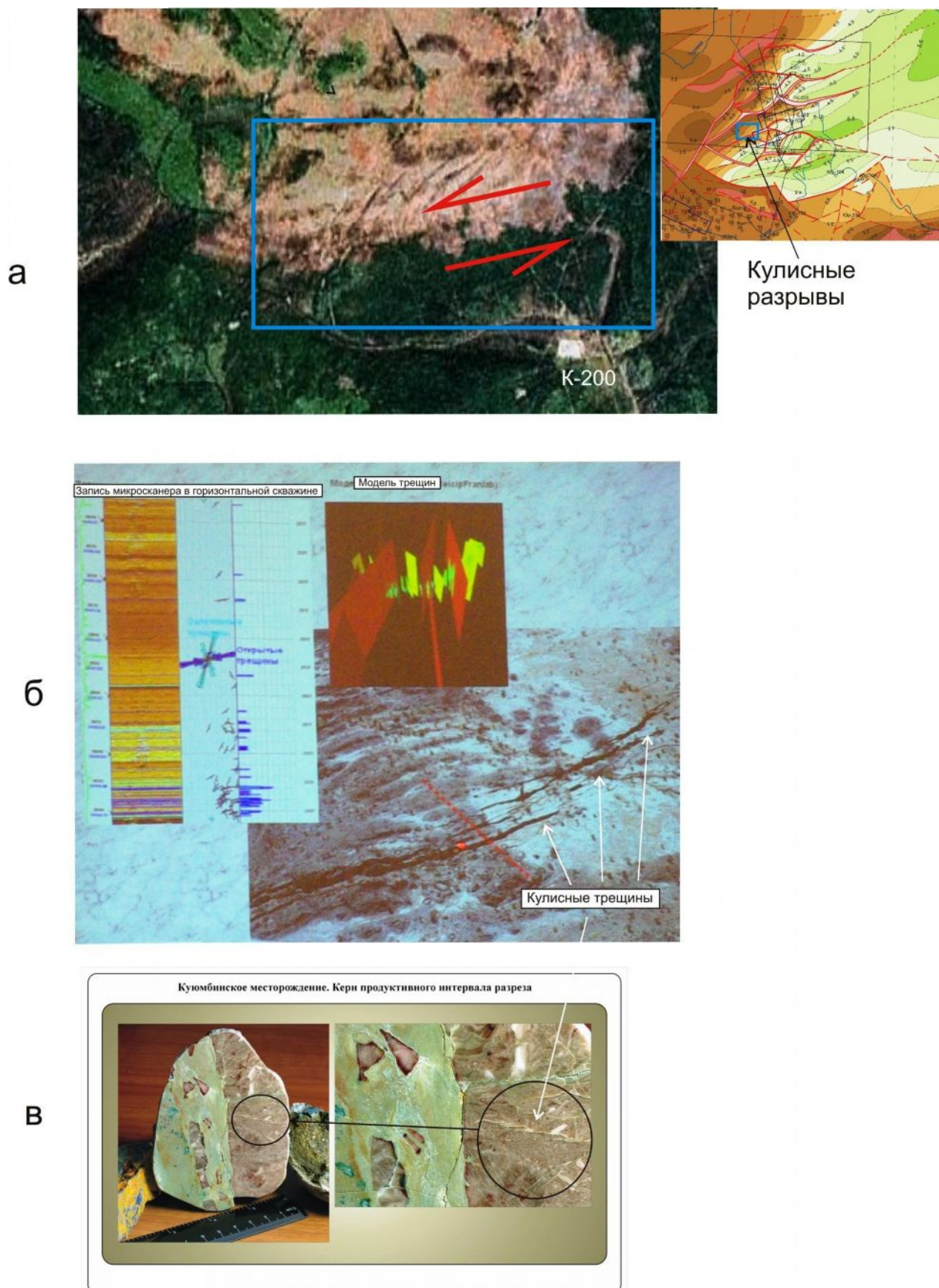


Рис. 8. Кулисные разрывы в осадочной толще Куюмбинского месторождения на космоснимке (а), в рифейских породах по данным микросканирования в горизонтальной скважине (ОАО «НГК «Славнефть») (б), в керне пород рифея (ОАО «НГК «Славнефть») (в)

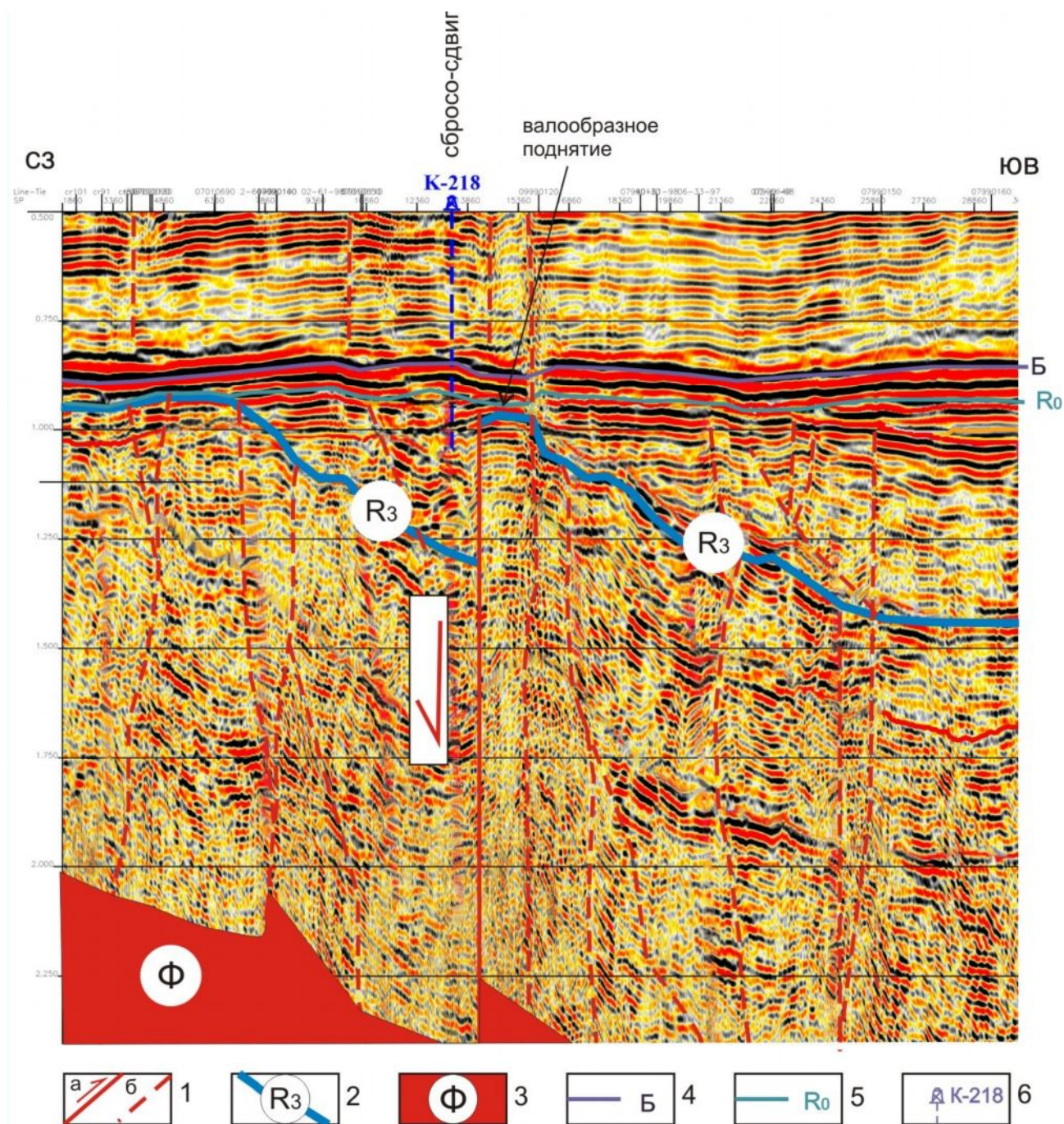


Рис. 9. Сейсмопрофиль с элементами интерпретации (обработка ОАО «НГК «Славнефть»)
 1 – разрывы: а – уверенные, б – предполагаемые; 2 – рифейский отражающий горизонт R_3 (копчерская свита); 3 – фундамент; 4 – отражающий горизонт Б – подошва кембрия; 5 – отражающий горизонт R_0 – кровля рифея; 6 – продуктивная глубокая скв. Куюмбинская-218.

На карте индекса открытой трещиноватости (рис. 10) ее аномальные зоны представляют собой близкие к изометричным, слабо вытянутые участки размером от одного до нескольких километров. Причем в ряде случаев наблюдается их кулисное положение и вытянутость вдоль разрывов.

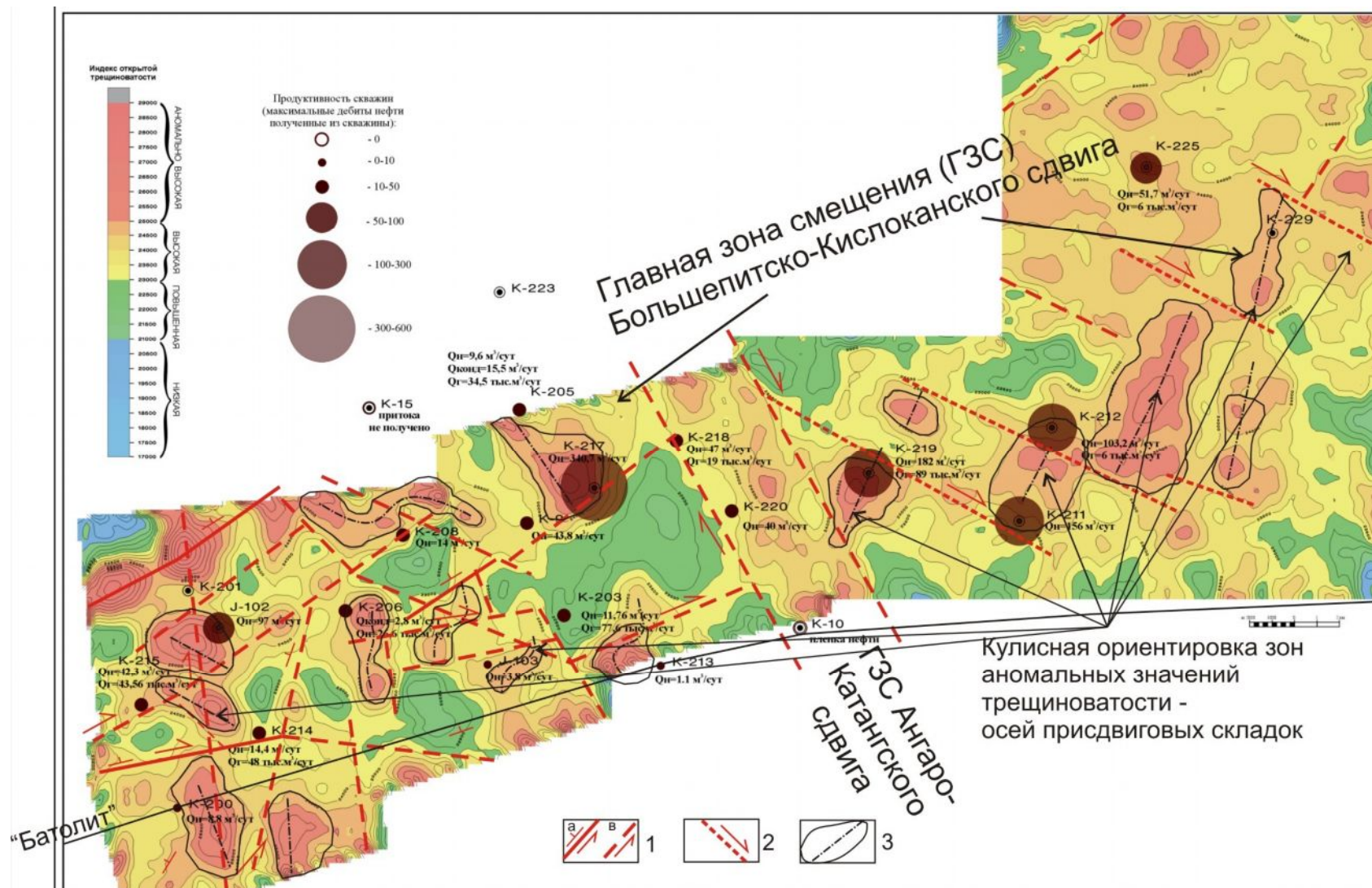


Рис. 10. Схема распространения открытой трещиноватости в породах рифея (по данным ОАО «НГК «Славнефть», 2010, с дополнениями автора) 1 – сбросо-сдвиги: а – уверенные, б – предполагаемые; 2 – предполагаемые антитетические разрывы для Большепитско-Кислоканского сдвига; 3 – предполагаемые оси присдвиговых складок и их контуры.

Интерпретация сейсмических разрезов, пройденных через аномальные зоны открытой трещиноватости, показывает, что они в основном приурочены к валлообразным положительным структурам, ограниченным, как правило, с одной стороны сбросо-сдвигом. Это указывает на генетическое родство положительных структур с разрывами, а кулидность их положения – на сдвиговую природу. Следовательно, логично предположить, что они и являются присдвиговыми складками (складками волочения). К западу от предполагаемой главной зоны смещения Ангаро-Катангского сдвига брахиформные складки вытягиваются, преимущественно, в север-северо-восточном направлении, а разрывы, вдоль которых они расположены, имеют правосдвиговую составляющую. К востоку от главной зоны смещения Ангаро-Катангского сдвига брахиформные складки в пределах схемы (рис. 10) расположены вдоль разрыва также с правосторонней сдвиговой компонентой, но ориентированы они вдоль северо-восточного направления.

Приуроченность присдвиговых структур к достаточно узким протяженным зонам является одной из особенностей этого типа разрывов. Ориентировка присдвиговых складок вдоль центральной Мадринской зоны пулл-апарт позволяет предполагать их продолжение на северо-восток. Скважины, пробуренные в пределах сводовых частей присдвиговых складок, способных создавать трещинно-каверновые коллектора, являются наиболее дебитными.

Близким тектонотипом рифейского резервуара выделенной структуры может служить, на взгляд автора, зона сдвига Тан Лу, рассекающая Бохайскую впадину Китайско-Корейской платформы. Эта депрессия представляет собой зону растяжения, образованную в результате поворота основной оси правостороннего сдвига направо. Сформировавшаяся депрессионная структура является разновидностью форм пулл-апарта, она представлена многочисленными крупными и мелкими блоками земной коры, погруженными вдоль крупных разломов на разную глубину (рис. 11). Активизация подвижек по этим разломам в эоцене сопровождалась формированием грабенов и полуграбенов.

Крупные впадины, входящие в Бохайский залив, разделены поднятиями и представляют собой систему наклоненных блоков, приуроченных к пересекающимся конседиментационным разломам северо-восточного и северо-западного простираний. Первое направление характеризуется как сдвиго-раздвиг, второе образовалось в условиях сдвигосжатия. Вдоль погруженных крыльев наиболее крупных из впадин возникли мини-впадины, являвшиеся депоцентрами аккумуляции, в основном, глубоководных осадков.

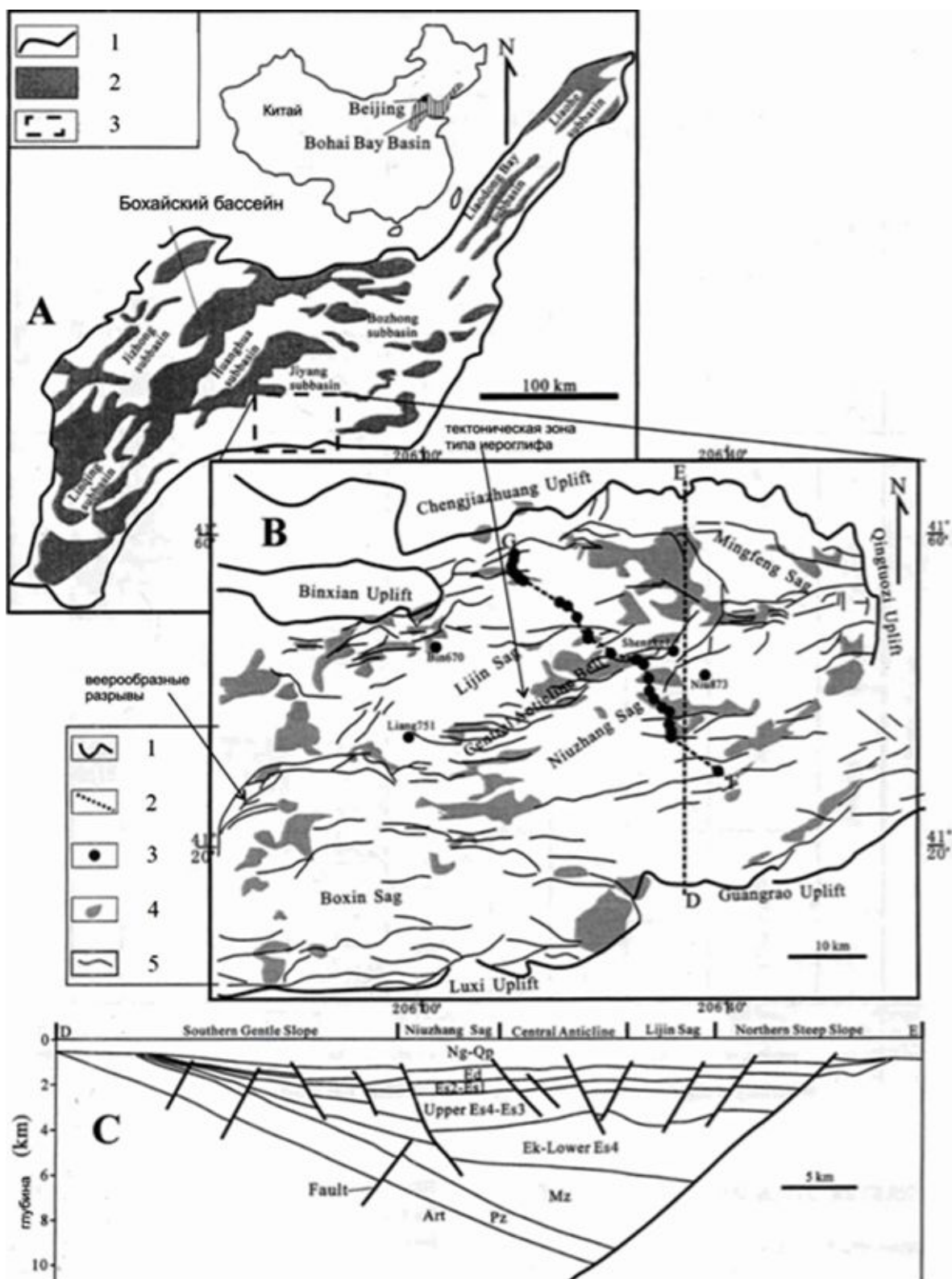


Рис. 11. Структурный план и профиль впадины Бохайского залива (Китай)
(Xiaowen et al., 2010, с добавлениями автора)

A – положение частей Бохайского бассейна (1 – граница бассейна; 2 – основные поднятия; 3 – изучаемая площадь); B – распространение нефтяных залежей, положение профилей ED и GF, пройденных через скважины и сбросы по поверхности верхнего эоцена (1 – граница бассейна; 2 – поперечные профили; 3 – скважины; 4 – нефтяные залежи; 5 – сбросы); C – профиль DE, пройденный вкрест простираения различных тектонических зон.

Сбросовые структурные модели блоков являются главными типами вторичных структурных зон, которые контролируют накопление нефти и газа в районе. Причем, изыскательская практика говорит, что одна зона разлома второго порядка обычно представляет собой одну зону скопления углеводородов. Это структуры клетчатой, У-образной, веерообразной формы и горстообразные в виде иероглифа. Последний тип структур является самым распространенным. Он представляет собой валообразную форму типа горста, по краям которого находятся грабены.

К числу основных разрывных нарушений, корни которых уходят в фундамент, принадлежат пограничные разломы, а также разломы, разделяющие впадину. В большинстве своем это конседиментационные дизъюнктивы – сбросы, которые прослеживаются на несколько десятков километров.

По мнению Линь Дяньчжуна (1982), тектоническая зона разломов во впадине Дунин, являющейся составной частью Бохайского залива, относится к типу сетчатых разломов. Особенность такой структуры состоит в том, что контроль за нефтегазоносностью осуществляют моноклинально-блоковые глыбы, ограничением у которых являются группы разломов различного направления. Обычно каждая глыба имеет свою собственную самостоятельную систему нефтяной воды, что создает определенные трудности для разведки и разработки нефтяных месторождений. Еще одна особенность состоит в том, что нередко такая зона разломов имеет небольшие размеры и составляет часть более крупной структуры, контролируемой сдвигом (см. рис. 11С).

Другой тектонической зоной разломов является веерообразная. Она приурочена к разлому во впадине Личжин (Lijin), и образована группой дуговидных разрывов, распространяющихся в северо-восточном направлении и закручивающихся к юго-востоку (см. рис. 11В). Боковые внутренние стороны каждого большого разлома часто формируют сопутствующие более мелкие разрывы. Они пересекаются, в основном, под острым углом с главным разломом.

Самый распространенный во впадине сдвиговый тип – иероглифа - находится в центральной части впадины Джиянг (Jiyang) (см. рис.11В). С юго-запада на северо-восток в нем расположено несколько тектонических зон, которые образуют единую структуру, напоминающую иероглиф. В плане зоны располагаются кулисно и вытянуты в северо-восточном направлении. Каждая тектоническая зона представляет собой антиклинальную или мысообразную структуру, образовавшуюся в результате разрушения горста или полугорста. Общее направление тектонических зон субпараллельно большому пограничному

разлому, а каждая зона отдельно образует угол с ним около 10°. Китайские исследователи связывают образование зон со сдвигом.

Тектонические зоны впадины Бохайского залива могут служить собирательным тектонотипом для рифейских отложений Мадринского пулл-апарта. Тектонические зоны сетчатого типа можно наблюдать в районе Бугарикского горста, веерообразный тип разрывов проявлен в северо-западной части Куюмбинского месторождения, а тип иероглифа, представляющий собой приподнятые блоки рифейских пород, на взгляд автора, является присдвиговыми складками.

Таким образом, анализ тектонического строения осадочной толщи в районе Куюмбинского месторождения позволяет выявить следующие признаки, характерные для зон сдвигов:

1. Кулисность разрывов, проявленная на различных иерархических уровнях.
2. Кулисное положение зон аномальной трещиноватости пород рифея, приуроченных к брахиантиклинальным складкам.
3. Блоковое строение рифейской осадочной толщи, выраженное в проявлении горстов и грабенов.
4. Приуроченность рифейской депрессии типа пулл-апорт к левостороннему Большепитско-Кислоканскому сдвигу, поворот оси которого в раннем рифее способствовал заложению Мадринской присдвиговой впадины.

Литература

Афанасенков А.П., Бухаров Н.Г., Мухаметзянов Р.Н., Соколов Е.П., Шленкин С.И., Харахинов В.В., Зеренинов В.А. Новые данные о геологическом строении Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления и пути дальнейшего освоения ее нефтегазового потенциала // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2004. - № 1. – С. 34-44.

Баранова М.И., Мигурский А.В., Процко А.Н., Масленников М.А. Новые данные о взаимоотношении даек долеритов и вмещающих пород в пределах Бугарикского горста (запад Сибирской платформы). // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2009. - № 8. – С. 13-19.

Баранова М.И. Сдвиговая тектоника и нефтегазоносность Куюмбинского месторождения (Сибирская платформа) // Нефтегазогеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса Востока России: сб. материалов научно-практической конференции. 22-26 ноября 2010., Санкт-Петербург. – СПб.: ВНИГРИ, 2010. – С. 109-114.

Благовещенская М.Н. Крупные кольцевые дайки Тунгусской синеклизы и юго-запада Сибирской платформы // Советская геология, 1971. - № 6. – С. 147 – 153.

Варанд Э.Л. Магмопроводящие разломы западной части Сибирской платформы и их рудоконтролирующее значение // Тектоника Сибири. Т.III. Тектоника Сибирской платформы. – М.: Наука, 1970. – С. 188-192.

Геология и перспективы нефтегазоносности Тунгусской синеклизы и ее обрамления / Под ред. В.Д. Козырева. – Л.: Недра, 1968. – 260с.

Краевский Б.Г. Проблемы стратиграфии нефтегазоносных рифейских отложений юго-западной части Сибирской платформы // Проблемы стратиграфии и региональной геологии Сибири: сб. науч. тр. – Новосибирск: Наука. – 2006. – С. 13-23.

Кузнецов В.Г. Рифогенные формации и их эволюция // Эволюция карбонатакопления в истории Земли. – М.: ГЕОС, 2003. – С. 127-162.

Линь Дяньчжун. Признаки сдвиговых структур во впадине Бохайского залива и их контроль за нефтью и газом. – КНР, 1982. - Т. 3. - С. 16-24.

Лунгерсгаузен Г.Ф., Поникаров В.П., Петрусевич М.Н. Аэрометоды и их значение для геологического исследования территории СССР // Сов. геология. Сборник 49, 1955. – С. 129-134.

Мальцев Ю.М. Разломы Байкитской антеклизы и их значение в оценке перспектив нефтегазоносности // Итоги и направления поисковых работ на нефть и газ в Красноярском крае. Тез. докл.- Красноярск, 1985. С. 97-98.

Мигурский А.В., Старосельцев В.С. Дизъюнктивная тектоника и нефтегазоносность юга Сибирской платформы // Доклады секции Всероссийского съезда геологов и научно-практической геологической конференции «Состояние и перспективы развития сырьевой базы углеводородов России». - Санкт-Петербург: ВНИГРИ, 2000. – С. 159-168.

Мигурский А.В., Носкова Е.С. Геодинамика формирования Нижнеангарской зоны нефтегазонакопления на юго-западе Сибирской платформы // Геология нефти и газа, 2007. - № 4. - С. 13-18.

Мусатов Д.И. Развитие Енисей-Туруханского подвижного пояса и его металлогения как результат взаимодействия литосферных плит // Металлогения и новая глобальная тектоника. - Тез. докл. - Л.: ВСЕГЕИ, 1973. - С. 89-91.

Мухаметзянов Р.Н., Соколов Е.П., Зоценко Н.А., Рябченко В.Н. Перспективы разработки залежей углеводородов в карбонатных трещиноватых коллекторах Восточной Сибири (на примере Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления) // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2004. - №1. – С. 46-53.

Харахинов В.В., Нестеров В.Н., Соколов Е.П., Шленкин С.И. Новые данные о геологическом строении Курумбинского месторождения Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления // Геология нефти и газа, 2000. - № 5. – С. 12-20.

Харахинов В.В., Шленкин С.И., Зеренинов В.А., Рябченко В.Н., Зоценко Н.А. Результаты геолого-разведочных работ на Курумбинском месторождении Юрубчено-Тохомской зоны // Пути повышения эффективности геолого-разведочных работ на нефть и газ в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия). - Тез. Докл. Всерос. Науч.-практ. Конф.- Новосибирск: СНИИГГиМС, 2006. – С. 67-78.

Шостак А.В., Маргулис Е.А., Федоров В.В. Микротрещиноватость рифейских отложений // Нефтегазогеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса Востока России: сб. материалов научно-практической конференции. 22-26 ноября 2010., Санкт-Петербург. – СПб.: ВНИГРИ, 2010. – С. 114-119.

Fergusson R.N., Willis C.G. Dinamic of oil-field structure in southen California // Bull. AAPG, 1924. – V.8. – No 5. – P.576-583.

Mead W.J. Notes on the mecanics of geologic structures // Journ. Ceol., 1920. - V.28 - P. 512-513.

Moody J.D. Petroleum Exploration Aspects of Wrench-Fault Tectonics // Bull. AAPG, 1973. – V.57. – No 3. – P. 449-476.

Sylvester A.G. Strike-slip faults // Bull. Geol. Soc. Am., 1988. - V. 100. – No 11. – P. 1666-1703.

Xiaowen Guo, Sheng He, Keyu Liu, Guogi Song, Xunjun Wang, and Zhongsheng Shi. Oil generation as the dominant overpressure mechanism in the Cenozoic Dongying depression, Bohai Bay Basin, China // Bull. AAPG, 2010 – V.94. – No 12. – P.1859-1881.

Рецензент: Жарков Александр Михайлович, доктор геолого-минералогических наук.

Baranova M.I.

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral resources (SNIIGGIMS),
Novosibirsk, Russia, baranova@sniiggims.ru

**STRIKE-SLIP DISLOCATION IN THE REGION
OF THE KUYUMBINSKOYE GAS-OIL FIELD**

The Kuyumbinskoye gas-oil field is located in the western Siberian platform within the Madra pull-apart depression characterized by the large development of the Riphean strata. Regularities in hydrocarbon trap distribution are outlined.

Key words: *shear tectonics, hydrocarbon trap, Siberian Platform, Kuyumbinskoye gas-oil field.*

References

Afanasenkov A.P., Buharov N.G., Muhametzânov R.N., Sokolov E.P., Šlenkin S.I., Harahinov V.V., Zereninov V.A. Novye dannye o geologiĉeskom stroenii Űrubĉeno-Tohomskoj zony neftegazonakopleniâ i puti dal'nejšego osvoeniâ ee neftegazovogo potentsiala // Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie, 2004. - # 1. – S. 34-44.

Baranova M.I., Migurskij A.V., Procko A.N., Maslennikov M.A. Novye dannye o vzaimootnošenii daek doleritov i vmešaûših porod v predelah Bugarikskogo gorsta (zapad Sibirskoj platformy). // Geologiâ, geofizika i razrabotka nefĉaných i gazovyh mestoroždenij, 2009. - # 8. – S. 13-19.

Baranova M.I. Sdvigovaâ tektonika i neftegazonosnost' Kuûmbinskogo mestoroždeniâ (Sibirskâ platforma) // Neftegazogeologiĉeskij prognoz i perspektivy razvitiâ neftegazovogo kompleksa Vostoka Rossii: sb. materialov nauĉno-praktiĉeskoj konferencii. 22-26 noâbrâ 2010., Sankt-Peterburg. – SPb.: VNIGRI, 2010. – S. 109-114.

Blagovešenskaâ M.N. Krupnye kol'cevye dajki Tunguskoj stneklizy i űgo-zapada Sibirskoj platformy // Sovetskaâ geologiâ, 1971. - # 6. – S. 147 – 153.

Varand È.L. Magmoprovodašie razlomy zapadnoj ĉasti Sibirskoj platformy i ih rudokontroliruûšee znaĉenie // Tektonika Sibiri. T.III. Tektonika Sibirskoj platformy. – M.: Nauka, 1970. – S. 188-192.

Geologiâ i perspektivy neftegazonosnosti Tunguskoj sineklizy i ee obramleniâ / Pod red. V.D. Kozyreva. – L.: Nedra, 1968. – 260s.

Kraevskij B.G. Problemy stratigrafii neftegazonosnyh rifejskih otloženij űgo-zapadnoj ĉasti Sibirskoj platformy // Problemy stratigrafii i regional'noj geologii Sibiri: sb. nauĉ. tr. – Novosibirsk: Nauka. – 2006. – S. 13-23.

Kuznecov V.G. Rifogennye formacii i ih èvolûciâ // Èvolûciâ karbonatonakopleniâ v istorii Zemli. – M.: GEOS, 2003. – S. 127-162.

Lin' Dân'ĉžun. Priznaki sdvigovyh struktur vo vpadine Bohajskogo zaliva i ih kontrol' za nefĉû i gazom. – KNR, 1982. - T. 3. - S. 16-24.

Lungersgauzen G.F., Ponikarov V.P., Petruseviĉ M.N. Aèrometody i ih znaĉenie dlâ geologiĉeskogo issledovaniâ territorii SSSR // Sov. geologiâ. Sbornik 49, 1955. – S. 129-134.

Mal'cev Ű.M. Razlomy Bajkitskoj anteklizy i ih znaĉenie v ocenke perspektiv neftegazonosnosti // Itogi i napravleniâ poiskovyh rabot na nefĉ' i gaz v krasnoârskom krae. Tez. dokl.- Krasnoârsk, 1985. S. 97-98.

Migurskij A.V. Starosel'cev V.S. Diz"űnktivnaâ tektonika i neftegazonosnost' űga Sibirskoj platformy // Doklady sekcii Vserossijskogo s"ezda geologov i nauĉno-praktiĉeskoj geologiĉeskoj konferencii «Sostoânie i perspektivy razvitiâ syr'evoj bazy uglevodorodov Rossii». - Sankt-Peterburg: VNIGRI, 2000. – S. 159-168.

Migurskij A.V., Noskova E.S. Geodinamika formirovaniâ Nižneangarskoj zony neftegazonakopleniâ na űgo-zapade Sibirskoj platformy // Geologiâ nefĉi i gaza, 2007. - # 4. - S. 13-18.

Musatov D.I. Razvitie Enisej-Turuhanskogo podvižnogo poâsa i ego metallogeniâ kak rezul'tat vzaimodejstviâ litosfernyh plit // Metallogeniâ i novaâ global'naâ tektonika. - Tez.dokl. - L.: VSEGEI, 1973. - S. 89-91.

Muhametzânov R.N., Sokolov E.P., Zošenko N.A., Râbčenko V.N. Perspektivy razrabotki zalezěj uglevodorodov v karbonatnyh trešinovatyh kollektorah Vostočnoj Sibiri (na primere Ūrubčeno-Tohomskoj zony neftegazonakopleniâ) // Mineral'nye resursy Rossii. Èkonomika i upravlenie, 2004. - #1. – S. 46-53.

Harahinov V.V., Nesterov V.N., Sokolov E.P., Šlenkin S.I. Novye dannye o geologičeskom stroenii Kuûmbinskogo mestoroždeniâ Ūrubčeno-Tohomskoj zony neftegazonakopleniâ // Geologiâ nefi i gaza, 2000. - # 5. – S. 12-20.

Harahinov V.V., Šlenkin S.I., Zereninov V.A., Râbčenko V.N., Zošenko N.A. Rezul'taty geologo-razvedočnyh rabot na Kuûmbinskom mestoroždenii Ūrubčeno-Tohomskoj zony // Puti povyšeniâ èffektivnosti geologo-razvedočnyh rabot na nef' i gaz v Vostočnoj Sibiri i Respublike soha (Âkutiâ). - Tez. Dokl. Vseros. Nauč.-prakt. Konf.- Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2006. – S. 67-78.

Šostak A.V., Margulis E.A., Fedorov V.V. Mikrotrešinovatost' rifejskih otloženiĭ // Neftegazogeologičeskij prognoz i perspektivy razvitiâ neftegazovogo kompleksa Vostoka Rossii: sb. materialov naučno-praktičeskoj konferencii. 22-26 noâbrâ 2010., Sankt-Peterburg. – SPb.: VNIGRI, 2010. – S. 114-119.

Fergusson R.N., Willis C.G. Dinamic of oil-field structure in southen California // Bull. AAPG, 1924. – V.8. – No 5. – P.576-583.

Mead W.J. Notes on the mecanics of geologic structures // Journ. Ceol., 1920. - V.28 - P. 512-513.

Moody J.D. Petroleum Exploration Aspects of Wrench-Fault Tectonics // Bull. AAPG, 1973. – V.57. – No 3. – P. 449-476.

Sylvester A.G. Strike-slip faults // Bull. Geol. Soc. Am., 1988. - V. 100. – No 11. – P. 1666-1703.

Xiaowen Guo, Sheng He, Keyu Liu, Guogi Song, Xunjun Wang, and Zhongsheng Shi. Oil generation as the dominant overpressure mechanism in the Cenozoic Dongying depression, Bohai Bay Basin, China // Bull. AAPG, 2010 – V.94. – No 12. – P.1859-1881.