

УДК 553.98:551.72(571.51)

Харахинов В.В., Шленкин С.И., Зеренинов В.А.ООО «Славнефть-научно-Производственный Центр», Тверь, Россия, tvergw@slavneft.ru**Рябченко В.Н., Зощенко Н.А.**

ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», Красноярск, Россия

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ДОКЕМБРИЙСКИХ ТОЛЩ КУЮМБИНСКО-ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО АРЕАЛА НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

По результатам обобщения имеющейся и полученной в последние годы геолого-геофизической информации на основе современных технологий геологоразведочных работ приводятся новые сведения о геологии и нефтегазоносности докембрийских толщ Восточной Сибири на примере Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления. Показано, что нефтегазоносность их контролируется крупными массивными трещинными резервуарами, составленными относительно консолидированными верхнепротерозойскими метасоматически доломитизированными хемобиогенными карбонатными породами.

Ключевые слова: *Куюмбинско-Юрубчено-Тохомский ареал нефтегазонакопления, нефть, газ, формирование нефтяных и газовых месторождений, трещинные резервуары, новые технологии сейсморазведочных работ.*

Куюмбинско-Юрубчено-Тохомский (КЮТ) ареал нефтегазонакопления представляет собой уникальный нефтегазогеологический объект не только для Сибирской платформы, в пределах которой он расположен, но и для всей планеты. Гигантское скопление углеводородов в виде двух крупнейших Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского месторождений было обнаружено в 1970-х гг. в древнейшем рифейском карбонатном каверново-трещинном резервуаре, характеризующимся чрезвычайной сложностью строения. Для этого нефтегазового гиганта А.Э. Конторовичем, В.Д. Накаряковым и Л.Л. Кузнецовым [Конторович и др., 1996] был предложен термин Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления (ЮТЗ). А.А. Трофимук [Трофимук, 1992] назвал его Куюмбо-Юрубчено-Тайгинским супергигантом. Куюмбинское и Юрубчено-Тохомское месторождения по сути образуют ядро КЮТа, в состав которого кроме этих газонефтяных гигантов входят спутники-сателлиты в виде Оморинского газоконденсатного месторождения и перспективных нефтегазогеологических объектов Камовской, Вайвидинской, Чегулбуканской, Шушукской, Сейсморазведочной и Аргишской площадей, в пределах которых при бурении первых поисковых скважин получены прямые признаки нефтегазоносности в виде притоков и проявлений нефти и газа в вендских и рифейских резервуарах. Кроме того, соседние с Куюмбинским и Юрубчено-Тохомским месторождениями Кординская и Абракупчинская площади, судя по полученным в 2010-

2011 гг. промышленным притокам нефти в первых поисковых скважинах, также нефтегазоносны. Таким образом, КЮТ ареал нефтегазонакопления, занимающий обширное пространство площадью в 61 тыс. кв. км (рис. 1), включает в себя не только месторождения ЮТЗ (20 тыс. кв. км), но и обрамляющие их нефтегазогеологические объекты.

В геоструктурном отношении КЮТ находится в пределах Байкитской антеклизы, расположенной в западной части Сибирской платформы. Геологическую среду КЮТа образуют архейско-протерозойский кристаллический фундамент и перекрывающий его рифейско-фанерозойский осадочный чехол. В свою очередь, осадочная толща разделена на два резко разнородных по своей деформированности структурных этажа: рифейский и вендско-фанерозойский. Последний плащеобразно перекрывает складчато-блоковые рифейские комплексы и формирует более простые по строению (по сравнению с рифейскими) структуры. Наиболее крупной из них является Камовский свод, занимающий вершинную часть Байкитской антеклизы.

КЮТ – это первый в мире регион, где в рифейских отложениях открыты гигантские газоконденсатнонефтяные месторождения. На существующих картах нефтегазогеологического районирования КЮТ находится в пределах Байкитской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции и является уникальным объектом для теории и практики поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. Долгое время считалось, что отложения докембрия малоперспективны для поисков нефти и газа. В 1960 г. академик А.А. Трофимук [Трофимук, 1960] предположил, что докембрийские комплексы Сибирской платформы могут содержать нефть и газ. Промышленная нефтегазоносность венда была доказана нефтегазопоисковыми работами 1970–1980 гг.; наиболее крупные месторождения были открыты в пределах Непско-Ботубинской антеклизы, Ковыктинского выступа Ангаро-Ленской ступени и Катангской седловины. В пределах КЮТа вендские комплексы оказались продуктивными на Оморинском газоконденсатном и Юрубчено-Тохомском газоконденсатнонефтяном месторождениях.

Нефтегазоносность рифейского комплекса ЮТЗ была установлена в 1973 г. при опробовании испытателем пластов скв. Курумбинская-1. Первый промышленный приток газа при испытании в колонне был получен из этой скважины в том же году. В 1974 г. Курумбинское месторождение было поставлено на Государственный баланс. Первые промышленные притоки нефти на месторождении были получены в 1976 г.: сначала из скв. К-9, а затем и скв. К-2.

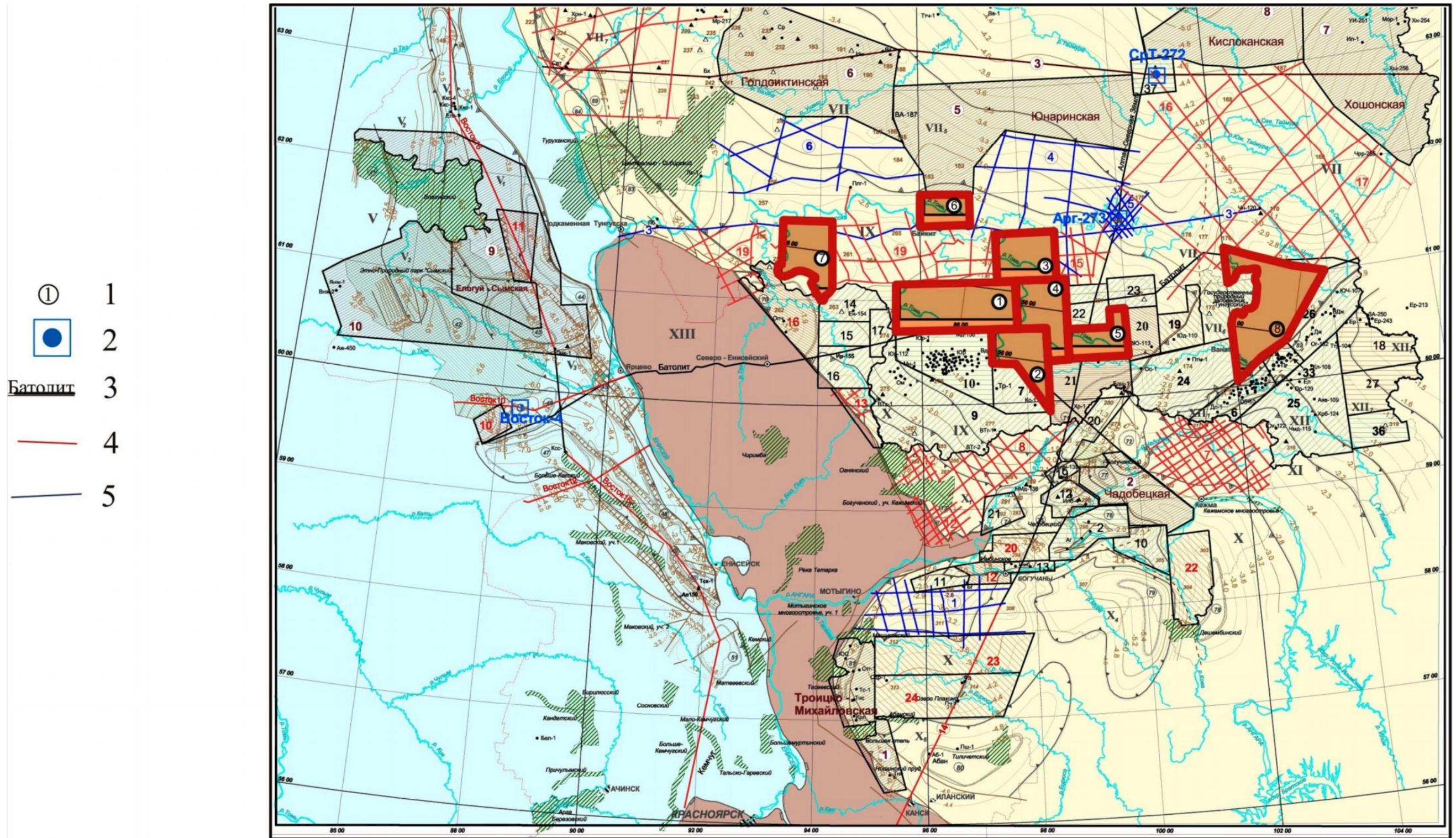


Рис. 1. Схема расположения лицензионных участков ОАО «НГК «Славнефть» в Красноярском крае

1 - лицензионные участки ОАО «НГК «Славнефть» в Красноярском крае: 1 – Куомбинский, 2 – Терско-Камовский (северный), 3 – Абракупчинский, 4 – Кординский, 5 – Подпорожный, 6 – Байкитский, 7 – Туколано-Светланинский, 8 - Чамбинский; 2 - параметрические скважины; 3 – линии опорных сейсмических профилей (геотравверсов); 4 - линии проектируемых (а) сейсмических профилей; 5 - линии отработанных в последние годы (б) сейсмических профилей. Цифры вне кружков – другие лицензионные участки Байкитско-Катангского региона: 6 – Собинский, 7 – Терско-Камовский (южный), 9 – Оморинский, 10 – Юрубенский, 14 – Мукуйско-Енгидинский, 15 – Бугариктинский, 16 – Южно-Вельминский, 17 – Чандашеминский, 18 – Кулиндинский, 19 – Юдоконский, 20 – Придутский, 21 – Таумбинский, 22 – Шушукский, 23 – Сейсморазведочный, 24 – Оскобинский, 25 – Аявинский, 26 – Джелиндуконский, 27 – Тэтэрский, 33-34 – Пайгинские.

Однако, в последующих скважинах, пробуренных в период до 1981 г. (всего 16), промышленных притоков нефти и газа получено не было. Основной причиной низкой эффективности поискового бурения в этот период, вероятно, следует считать отсутствие эффективной методики картирования рифейского комплекса и предвендской эрозионной поверхности, прогнозирования литотипов и их фильтрационно-емкостных свойств рифейских толщ на этой поверхности. В немалой степени этому способствовало также несоответствие применявшейся технологии вскрытия и испытания трещиноватых пород рифея особенностям строения сложного коллектора.

В 1981 г. нефтепоисковые работы на Куюмбинской площади были свернуты. Основной объем бурения был перенесен в западную часть Камовского свода, где был ориентирован, в основном, на изучение нефтегазоносности вендских отложений. Однако получение в 1982 г. притока газа в скв. Юрубченская-2, а в 1984 г. – в скв. Юрубченская-5 газа и первого фонтана нефти с дебитом свыше 400 м³/сут. реанимировало интерес к рифейским отложениям Камовского свода. После того, как в 1985–1987 гг. были получены фонтаны нефти с дебитами от 90 до 250 м³/сут. (скв. Юр-7, 8, 13), данный объект выдвинулся в первые ряды потенциальных центров создания нефтегазодобывающей промышленности Восточной Сибири. Следствием повышенной заинтересованности явилась разработка в 1987 г. «Комплексной программы оптимизации региональных, поисковых и разведочных работ в Юрубчено-Тохомской зоне нефтегазонакопления», основным инициатором и научным руководителем составления которой был академик А.Э. Конторович.

В рамках «Комплексной программы...» выделялись две подпрограммы. Одна из них была направлена на подготовку к разработке первоочередного участка в пределах Юрубченской и Вэдрэшевской площадей, другая – ориентирована на оценку нефтегазоносности ЮТЗ в целом.

В соответствии со второй подпрограммой были возобновлены работы на Куюмбинской площади, начато поисковое бурение в юго-восточной части ЮТЗ, в пределах Терской площади. Получение притоков нефти (скв. Юр-102, 106, Тр-1) и газа (скв. Юр-105, 108) подтвердило региональную нефтегазоносность древних резервуаров региона.

Огромную важность имело бурение скв. Мдр-156, Юр-110, Юр-30, Юр-69, вскрывших рифейские отложения на глубину от 649 до 1790 м. В результате бурения этих скважин удалось получить принципиально новую информацию о строении рифея внутренних районов Сибирской платформы, составить сводный разрез и схему корреляции рифейских отложений ЮТЗ.

В 1988 г. при испытании скв. Юр-18 был получен первый приток газа из вендских отложений (оскобинская свита, пласт Б-VIII¹), в 1989 г. – из эродированных гранитов (скв. Юр-67), в 1990 г. – из вендских отложений (ванаварская свита, скв. Вдр-6), в 1991 г. – первый приток нефти из глубокозалегающих рифейских отложений (скв. Юр-110); в 2002 г. доказано нефтегазонасыщение пластов Б-VIII¹ и Б-IX (оскобинская свита, скв. Юр-72).

Как уже отмечалось, в процессе проведения поисково-разведочных работ на территории ЮТЗ исторически сложилось так, что залежи, открытые в северной части Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления, отнесены к Куюмбинскому месторождению, а в южной – к Юрубчено-Тохомскому. В 1996 г. территория ЮТЗ была разделена на три (позднее - на четыре) лицензионных участка (см. рис. 1). С этого момента, после почти пятилетней паузы, начинается новый этап изучения ЮТЗ. На Юрубченском участке начаты сейсморазведочные работы 2D и 3D на основе современных технологий, внедряются новые методы вскрытия и освоения скважин, отбора керна, существенно расширен комплекс ГИС и гидродинамических исследований.

Этими работами Юрубчено-Тохомское месторождение было подготовлено к промышленному освоению.

В 2005 г. в Государственном Комитете по запасам (ГКЗ) РФ группой специалистов ЗАО «Красноярскгеофизика» под руководством А.А. Конторовича был защищен «Отчет по подсчету запасов нефти, газа и конденсата Юрубчено-Тохомского месторождения (в пределах Юрубченского лицензионного участка)». В последующие годы на месторождении проводилась опытно-промышленная разработка в ограниченном объеме.

Для успешного освоения нефтегазового потенциала наиболее сложного по строению участка ЮТЗ – Куюмбинского, специалистам дочерних предприятий ОАО «НГК «Славнефть» – ООО «Славнефть-Научно-Производственный Центр» и ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» пришлось разрабатывать принципиально новые геологические модели трещинного рифейского резервуара Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского (Терский сектор) месторождений.

Существовавшая до тех пор неоднозначность геологических моделей месторождений ЮТЗ, в том числе и Куюмбинского, была обусловлена чрезвычайной сложностью их строения, препятствующей эффективному изучению их существующими геолого-геофизическими методами, в первую очередь, сейсморазведкой МОГТ. Различная трактовка полученной в течение многолетних исследований сейсмической информации наиболее ярко

проявилась в двух альтернативных моделях рифейского природного резервуара, развиваемых сибирскими геологами и сотрудниками ВНИГНИ.

Сибирскими геологами была разработана модель докембрийских образований, заключающаяся в срезании разновозрастных, литологически и фациально однородных рифейских толщ предвендской эрозионной поверхностью. При этом считается, что притоки углеводородов получены из 7 возрастных толщ рифея. Границами залежей служат выступы фундамента, выходы на эрозионную поверхность преимущественно глинистых толщ рифея и отдельные разломы [Конторович и др., 1996, Конторович и др., 1998].

Сотрудники ВНИГНИ, разработавшие методологию структурно-литологической интерпретации данных сейсморазведки и бурения, предложили новую геологическую модель ЮТЗ, декларирующую субгоризонтальное залегание пласта рифейских толщ, характеризующихся резкой латеральной литолого-фациальной неоднородностью и слагающих в пределах Куюмбинского месторождения крупный одноименный грабен-рифт. При этом было выделено 7 типов разреза, из которых наибольшей продуктивностью характеризуются 3 типа, обладающих максимальным развитием макротрещиноватости [Славкин и др., 1994а, б, 1999].

В ходе проведенных в пределах ЮТЗ в последние 12 лет исследований с применением современных технологий при обработке и интерпретации сейсморазведочных данных (новых и переобработанных старых) в комплексе со скважинной информацией удалось создать принципиально новые геологические и нефтегазогеологические модели Куюмбинского месторождения и в целом КЮТ ареала нефтегазонакопления.

В 2008 г. на основе полученной новой геолого-геофизической информации и вновь созданных моделей строения Куюмбинского и Терского сектора Юрубчено-Тохомского месторождений группой специалистов ВНИГНИ, ООО «Тверь-Геофизика» и ООО «Славнефть-НПЦ» в составе В.И. Петерсилье, Г.Г. Яценко, С.М. Френкеля, А.Ф. Боярчука, Н.С. Шик, В.В. Харахинова, С.И. Шленкина, В.А. Зеренинова был проведен подсчет запасов нефти, газа и конденсата этих месторождений и успешно защищен в ГКЗ РФ. В настоящее время на этих месторождениях и на соседних с ними участках КЮТа проводятся геологоразведочные работы, направленные на дальнейшее освоение их нефтегазового потенциала.

К настоящему времени в пределах ЮТЗ пробурены 161 параметрических, поисковых и разведочных скважин, отработано современной сейсморазведкой 2D более 10720 пог. км, 3D – 730 кв. км.

Рифейские комплексы района, существенно отличающиеся по строению от вышележащих плитных венд-нижнепалеозойских толщ и характеризующиеся интенсивной деформированностью, формируют крупные рифтогенные и межрифтовые структурные элементы. Они образуют гигантский трещинный массив (природный резервуар) под предвандской эрозионной поверхностью.

Структура и уровень ёмкостных характеристик трещинного пространства, контролирующего степень его насыщенности углеводородами, определяются разломной тектоникой.

Современные пространственные сейсмические наблюдения при глубокой обработке полученных данных позволили формировать как объёмные (3D), так и профильные (2D) сейсмические изображения геологической среды отдельных участков района работ с высокой детальностью. При этом наряду с определением кинематических и динамических характеристик поля отражённых волн, несущих основную информацию о строении среды, производился целенаправленный анализ исходных данных для выделения и локализации в разрезе акустически неоднородных зон различной природы. К ним следует отнести дизъюнктивы различного типа, в том числе и безамплитудные, интервалы повышенной трещиноватости и кавернозности пластов-коллекторов, зоны деструкции и другие объекты, слабо заметные в поле отражённых волн, но обнаруживаемые по различным параметрам рассеянных волн.

В целом, деструктивная тектоника определяет характер внутреннего строения рифейского природного резервуара района работ и формирования зон аномальной трещиноватости резервуаров.

Как показывают результаты испытания скважин, уровень нефтегазопродуктивности в границах ЮТЗ обусловлен изменчивостью фильтрационно-ёмкостных свойств рифейского мегарезервуара, зависящей от степени его дезинтегрированности, определяемой в основном, архитектурой разломной тектоники и субвертикальных зон дезинтеграции (СЗД).

Полученные данные на основе проведённых член-корреспондентом НАН Украины А.Е. Лукиным и доцентом МГУ В.В. Донцовым аналитических исследований более 300 проб кернового материала и шлама, показали, что исходного генерационного УВ потенциала рифейских глинистых нефтематеринских толщ недостаточно для обеспечения имеющихся на балансе ГКЗ запасов УВ сырья. В процессе детального исследования керна установлено, что мощным потенциальным УВ ресурсом обладает вся толща рифея. Обращают на себя внимание твердые нефтиды (асфальтены-асфальтениты), локализованные в сообщающихся

кавернах, капсулах и трещинных системах и в изобилии насыщающие отдельные интервалы разрезов рифейского комплекса. Можно предполагать, что эти зоны высокой концентрации твердых нафтидов под влиянием глубинных, спонтанно восходящих, высокотермальных метаново-водородных потоков играют важную нафтидогенерирующую роль в процессах формирования залежей УВ в рифейском комплексе.

Признаки внедрения глубинных и сверхглубинных флюидов, представленные микро- и наночастицами самородных металлов, интерметаллических соединений, природных твердых растворов и сплавов, отмечены практически во всех изученных А.Е. Лукиным и В.В. Донцовым образцах из многих скважин Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского месторождений.

Таким образом, полученные в результате проведенных исследований в пределах КЮТа данные показывают, что дальнейшее развитие нефтегазовой геологии КЮТа связано как с изменением подходов к научно-методическому прогнозу, так, по сути, и с созданием новой парадигмы поисков углеводородов. Ее основой может стать глубинно-фильтрационная модель нефтегазонакопления [Лукин, 1999].

Проведенные в пределах региона геолого-геофизические работы свидетельствуют о контроле большинства скоплений углеводородов проницаемыми дренажными системами крупных разломных структур, по которым из глубин поступают высокоэнергетические флюидные потоки, вызывающие геосинергетические процессы нафтидогенеза и нефтегазонакопления. В этом случае процедура поисков углеводородных скоплений должна начинаться с выявления таких гидродинамических источников. Важнейшими условиями возникновения месторождений нефти и газа при этом являются: проницаемость среды, наличие глубинных флюидопотоков, существование благоприятных резервуарных условий.

Выявленные особенности строения и нефтегазоносности вендских и рифейских резервуаров КЮТа – результат не только процесса длительного накопления геолого-геофизических данных, но и применения современных технологических решений, последних достижений нефтегазогеологической науки, учений о Земле, интегрированного мультидисциплинарного подхода к решению проблем разведки в принципиально новых горно-геологических условиях древних трещинных резервуаров.

Базовой информационной основой при создании новых нефтегазогеологических моделей КЮТа послужили исследования многих поколений геологов, геофизиков, внесших значительный вклад в изучение КЮТа. В 1991 г. за научное обоснование и открытие нефтегазоносности докембрия Сибирской платформы лауреатами Государственной премии

стали А.А. Трофимук, А.Э. Конторович, В.Е. Бакин, М.М. Мандельбаум, Б.Я. Рыбьяков, В.В. Самсонов, А.А. Стаценко, В.С. Сурков. Вопросы геологии и нефтегазоносности КЮТа освещались в работах Н.В. Мельникова, В.С. Славкина, В.Ю. Шенфиля, А.К. Битнера, К.И. Багринцевой, Б.Г. Краевского, В.А. Кринина, Л.Е. Кнеллера, Л.Л. Кузнецова, В.Г. Кузнецова, В.Д. Накарякова, Л.М. Пустыльниковой, В.А. Богдана, В.И. Вальчака, К.А. Клещева, Ю.А. Филиппова, А.М. Макарова, А.В. Мигурского, Н.А. Горюнова, Э.Х. Викаса, О.В. Гутиной, Н.Б. Красильниковой, Б.Б. Кренцлера, О.Ф. Мишина, Р.Н. Мухаметзянова, А.П. Афанасенкова, С.А. Скрылева, В.А. Позднякова, Е.П. Кошука, Е.М. Хабарова, А.Е. Лукина, В.В. Донцова, Б.А. Соколова, В.Г. Худорожкова и многих других исследователей. Необходимо отметить особую роль при освоении нефтегазового потенциала КЮТа А.А. Конторовича и А.С. Ефимова. В 2008 г. за внедрение новых технологий в практику сейсморазведочных работ, в том числе на Куюмбинском месторождении, большой группе геофизиков была присуждена премия Правительства РФ, в числе которых был и автор данной работы С.И. Шленкин. Быстрейшему освоению Куюмбинского месторождения и внедрению новых технологий и оптимизации геологоразведочных работ способствовали усилия специалистов и менеджеров ОАО «НГК «Славнефть» – В.И. Шленкина, В.А. Зеренинова, А.В. Масюкова, В.В. Масюкова, Г.В. Каширина, М.М. Зинатулина, Г.В. Тарарина, В.Н. Рябченко, Н.А. Зоценко, В.В. Афонасина, В.В. Федорова, О.Н. Кулишкиной, О.В. Рудь, Е.П. Соколова, В.Н. Нестерова, Р.Н. Мухаметзянова.

В настоящей статье приводятся новые данные по строению уникального нефтегазогеологического объекта – КЮТ ареала нефтегазонакопления, полученные в результате применения современных технологий при проведении геологоразведочных работ, обработки и интерпретации полученных при этом данных, новых подходов к их нефтегазогеологическому осмыслению.

Комплексные геолого-геофизические исследования структуры геологического пространства и нефтегазоносности КЮТ ареала нефтегазонакопления на основе современных технологий, геологоразведочных (в первую очередь, сейсморазведочных) работ, петрофизических и геохимических исследований керна рифейских и вендских пород, изучения геофизических параметров попутных газа, нефти, ее бензиновых фракций, изотопного состава углерода, водорода, азота, серы, проб нефти, гидрохимической и изотопной составляющей подземных вод рифейских комплексов привели к следующим важнейшим выводам:

1. КЮТ ареал нефтегазонакопления представляет собой уникальный нефтегазогеологический объект, характеризующийся особыми условиями нафтидогенеза и нефтегазонакопления, изучение которых имеет решающее значение для решения ключевых вопросов нефтегазовой геологии. Образующие основу КЮТа нефтяные гиганты – Куюмбинское и Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатные месторождения – контролируются массивными трещинными резервуарами, составленными интенсивно катагенетическо измененными (до стадий мезо- и апокатагенеза) древнейшими (верхнепротерозойскими) метасоматически доломатизированными хемобиогенными карбонатными породами. Аналогов подобным месторождениям в мировой практике нет. Для решения (хотя бы частично) вопросов формирования гигантских скоплений углеводородов в древних толщах, характеризующихся длительной историей развития (более 1 млрд. лет) и значительными постседиментационными изменениями, необходимо привлечение всей имеющейся геолого-геофизической информации по строению, в том числе и глубинному, и нефтегазонаосности не только КЮТа, но и всего Байкитско-Катангского региона, а также достижений современной нефтегазогеологической науки. В последние годы новая поступающая геолого-геофизическая информация (особенно сейсмическая) свидетельствует о значительной роли эндогенных факторов в формировании нефтегазовых месторождений. Усилиями советских и российских ученых, в первую очередь, Ф.А. Летникова [Летников, 2000, 2006], А.Н. Дмитриевского с коллегами [Дмитриевский, Каракин, Баланюк, 2000; Дмитриевский, 2009], Н.И. Павленковой [Павленкова, 2006], Б.А. Соколова [Соколов, Егоров, 1989], М.В. Родкина [Родкин, 1993], Н.И. Пиковского [Пиковский, 2002], А.Е. Лукина [Лукин, 1997, 1999; Лукин, Пиковский, 2004; Лукин и др., 2009] и других исследователей, выработалась концепция ведущей роли глубинных флюидов, флюидных плюмов в создании современной инфраструктуры геологического пространства. Действуя как гидравлический фактор и как очаг вещества и энергии, они инициируют процессы структурообразования и нефтегазонакопления. Деструктуризуя литосферу, флюидные плюмы определяют не только структурный облик осадочных бассейнов, но, концентрируясь в зонах повышенной флюидопроницаемости (дренах), выступают в качестве основного фактора при формировании крупных углеводородных скоплений, при этом обеспечивая активные процессы переноса энергии и вещества за счет подъема флюидов с больших глубин к дневной поверхности. При этом важную роль играют **коровые волноводы** [Дмитриевский, Каракин, Баланюк, 2000; Павленкова, 2006], представляющие собой слои с пониженной сейсмической скоростью и пониженным электрическим сопротивлением, которые, по

мнению большинства исследователей, представлены зонами повышенного содержания флюидов. Коровые волноводы обычно фиксируются на глубинах 10-20 км. По модели А.Н. Дмитриевского с соавторами [Дмитриевский, Каракин, Баланюк, 2000], основанной на лабораторных исследованиях, в условиях разрушения горных пород при высоких давлениях и температуре, в верхней коре формируются сначала субвертикальные, затем наклонные трещины, а на глубинах 10-15 км происходит разрушение пород и образование микротрещиноватости. Разрушение сопровождается дилатансионными эффектами и может явиться причиной разуплотнения пород и повышенного содержания флюидов на этих глубинах.

Данные теоретических исследований В.Н. Николаевского в области подземной гидродинамики и геомеханики [Николаевский, 1996] и глубинных сейсмических работ ОГТ, проведенных на основе современных технологий, подтверждают этот вывод.

Таким образом, в последнее время накопилась представительная геолого-геофизическая информация о флюидопроницаемости больших глубин, о существовании в литосфере не только многоярусной вертикальной реологической делимости, обусловленной ее тектонической расслоенностью, но и крупных эндодренажных систем (дренов), обеспечивающих литосферный, а, возможно, и планетарный конвективный энергомассообмен. Наиболее эффективными литосферными флюидопроводниками являются **рифты**. В литературе по нефтегазовой геологии, вне связи с позициями исследователей о происхождении углеводородов, широко признается приуроченность подавляющего большинства гигантских нефтяных и газовых месторождений к рифтам, как к зонам высокой проницаемости литосферы и повышенного теплового потока, и к системам глубинных разломов. Кроме того, многими авторами подчеркивается основная роль рифтов в усилении процессов дегазации мантии и трансляции глубинных углеводородов в осадочные бассейны. Последние могут увеличивать запасы биогенных углеводородов, подпитывать их при разрушении или истощении. Теория существования глубинных углеводородов и их значительной роли в образовании месторождений нефти и газа ныне признается многими геологами и геохимиками, причем часть ее сторонников отнюдь не отрицает органического происхождения углеводородов, а утверждает полигенез нефтидов. Относительный вклад каждого из источников пока оценить очень трудно. Наиболее обоснованной на современном этапе разработки гипотез нефтидогенеза, по нашему мнению, является **геосинергетическая концепция происхождения нефтидов**, предложенная А.Е. Лукиным [Лукин, 1999].

2. КЮТ ареал нефтегазонакопления территориально и генетически приурочен к Куюмбинскому рифейскому рифту – высокоэнергетической и высокопроницаемой литосферной структуре, создающей оптимальные условия для транзита глубинных флюидных потоков и определяющей основные особенности процессов нефтидогенеза и нефтегазонакопления в древних (верхнепротерозойских) толщах Байкитско-Катангского региона Восточной Сибири.

Геофизические работы показали широкое развитие в пределах юго-запада Сибирской платформы (район ЮТЗ) процессов рифтогенеза в рифейское время и интенсивных проявлений геодинамической активности земных недр в более позднее время. Все эти процессы привели к созданию сложно построенного Куюмбинского рифта, наиболее разуплотненная осевая часть которого окружена деформированными бортовыми склонами, пронизанными субвертикальными и наклонными зонами дезинтеграции, имеющими линейную, линейно-очаговую и очаговую формы пространственного расположения. Большинство этих зон, пронизывающих всю земную кору, контролируется деструктивной тектоникой.

Куюмбинский рифт, являющийся ведущей геоэнергетической структурой региона, занимает площадь в 60 000 кв. км в центральной части Камовского свода (рис. 2). По классификации авторов монографии «Осадочные бассейны: методы изучения, строение и эволюция» [Осадочные бассейны..., 2004] Куюмбинский рифт входит в систему рифтов Сибирской платформы.

Куюмбинский рифейский рифт в сейсмическом поле рифейских и дорифейских комплексов четко отображается в виде крупной деструктивной зоны, характеризующейся слабой интенсивностью и фрагментарностью сейсмических отражений. Об этом можно судить по глубинным сейсмическим разрезам, пересекающим рифт в субмеридиональном направлении (рис. 3). На основе данных глубинной сейсморазведки сделан вывод, что каркас рифта образовался в раннем протерозое, и дальнейшие эпизоды рифейского рифтообразования использовали раннепротерозойскую архитектуру геологического пространства.

По мнению Н.С. Малича с соавторами [Геологическое строение..., 1987], рифты, однажды возникнув, проявляют себя неоднократно как наиболее ослабленные зоны, вдоль которых стремятся разрядиться напряжения. По данным этих исследователей, характерной чертой рифтовых структур Сибирской платформы является их резко повышенная, по сравнению с остальными частями платформы, рудная минерализация.

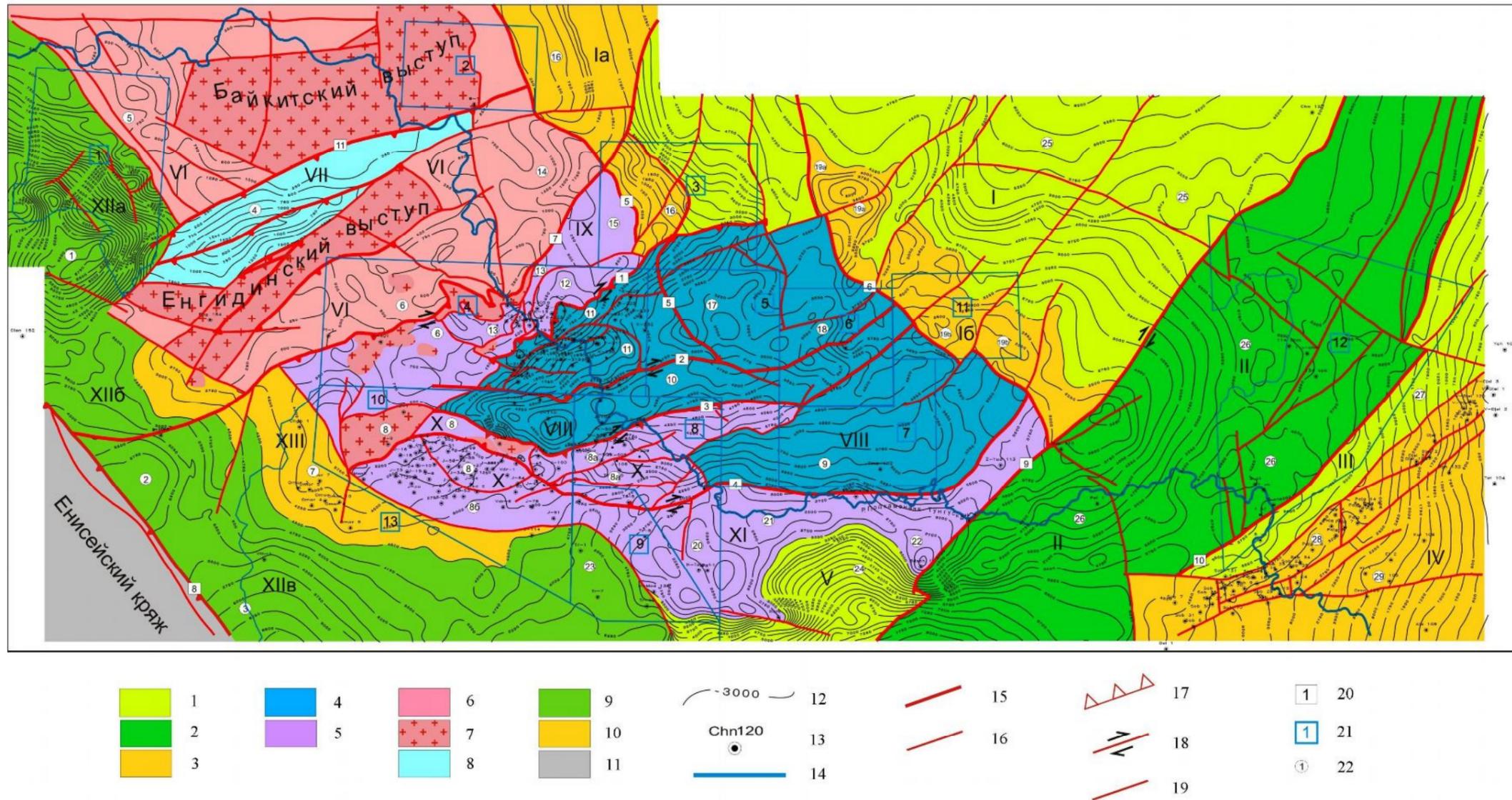


Рис. 2. Схема рифейской геодинамики Байкитско-Катангского региона

1-11 - рифейские геодинамические структуры: 1-3 - Ангаро-Котуйский авлакоген (1 - бортовые части авлакогенов; 2 - осевые рифтовые грабены; 3 - краевые выступы авлакогенов), 4-5 - Камовский свод (4 - присводовый рифт; 5 - краевые граничные выступы (плечи) рифта), 6-8 - гранитоидный массив (плутон) (6 - перекрытый маломощным чехлом рифейских комплексов; 7 - выступы массива под предвендскую поверхность; 8 - внутрисводовые грабены и полуграбены), 9-10 - Вельминский перикратонный региональный прогиб (9 - зональные прогибы; 10 - бортовые выступы - ступени прогибов), 11 - складчатые комплексы Енисейского кряжа; 12 - изопохиты слабометаморфизованных рифейских отложений (сейсмокомплексы II-V); 13 - глубокие скважины, их номера; 14 - границы лицензионных участков; 15-16 - разломная тектоника: 15 - региональные разломы глубокого заложения, 16 - региональные и зональные разломы; 17-19 - кинематика разломов: 17 - надвиги, 18 - сдвиги, 19 - не выясненной природы; 20 - список региональных разломов (1 - Куюмбинский, 2 - Камовский, 3 - Мадринский, 4 - Деланинский, 5 - Тычанский, 6 - Муторайский, 7 - Петимокский, 8 - Анкиновский (Ангаро-Бахтинский), 9 - Бедошемско-Юдоконский, 10 - Чамбинский, 11 - Байкитский); 21 - лицензионные участки (1 - Туколанинский, 2 - Байкитский, 3 - Абракупчинский, 4 - Куюмбинский, 5 - Кординский, 6 - Шушукский, 7 - Подпорожский, 8 - Терско-Камовский (северный), 9 - Терско-Камовский (южный), 10 - Юрубченский, 11 - Сейсморазведочный, 12 - Чамбинский, 13 - Оморинский); 22 - список структурных элементов (1 - Светланинский трог, 2 - Терянская котловина, 3 - Каменский прогиб, 4 - Южно-Вельминский грабен, 5 - Туколанинское поднятие, 6 - Петимокское поднятие, 7 - Оморинская субмоноклинал, 8 - Юрубченское горстовое поднятие, 8а - Терский блок, 8б - Юрубченская ступень, 9 - Подпорожская субмоноклинал, 10 - Мадринский грабен, 11 - Куюмбинская ступень, 12 - Северо-Куюмбинское горстовое поднятие, 13 - Тохомо-Куюмбинское горстовое поднятие, 14 - Турамский грабен, 15 - Абракупчинское поднятие, 16-17 - Тычанская ступень: 16 - Тычанско-Абракупчинский, 17 - Тычано-Кординский блоки, 18 - Шушукское поднятие, 19а, б - Янготинско-Муторайская ступень: 19а - Янготинское, 19б - Муторайское поднятия, 20-22 - Деланинское поднятие: 20 - Косвинское, 21 - Усть-Тайгинское, 22 - Бедошемское поднятия, 23 - Терский прогиб, 24 - Енболанский прогиб, 25 - Чуньский грабен, 26 - Ванаварский грабен, 27 - Восточно-Чамбинская ступень, 28-29 - Катангский выступ: 28 - Собинский блок, 29 - Тэтэрский блок); I-XIII - список региональных и зональных геодинамических элементов (I - V - Ангаро-Котуйский авлакоген: I - Чуньская ветвь авлакогена (Ia - Тычанский, Ib - Муторайские краевые выступы); II - Ванаварский грабен-рифт, III - Восточно-Чамбинская ступень, IV - Катангский краевой выступ, V - Иркинеевский грабен-рифт; VI - XI - Камовский свод: VI - Байкитско-Енгидинское поднятие (гранитоидный массив), VII - Южно-Вельминский грабен, VIII - Куюмбинский грабен-рифт, IX - Тахомо-Куюмбинский выступ (плечо рифта), X - Юрубченский выступ (плечо рифта), XI - Деланинское поднятие; XII - XIII - Вельминский перикратонный региональный прогиб: XII - Зональные прогибы (XIIa - Светланинский, XIIb - Терянский, XIIв - Каменский), XIII - Оморинский выступ (ступень).

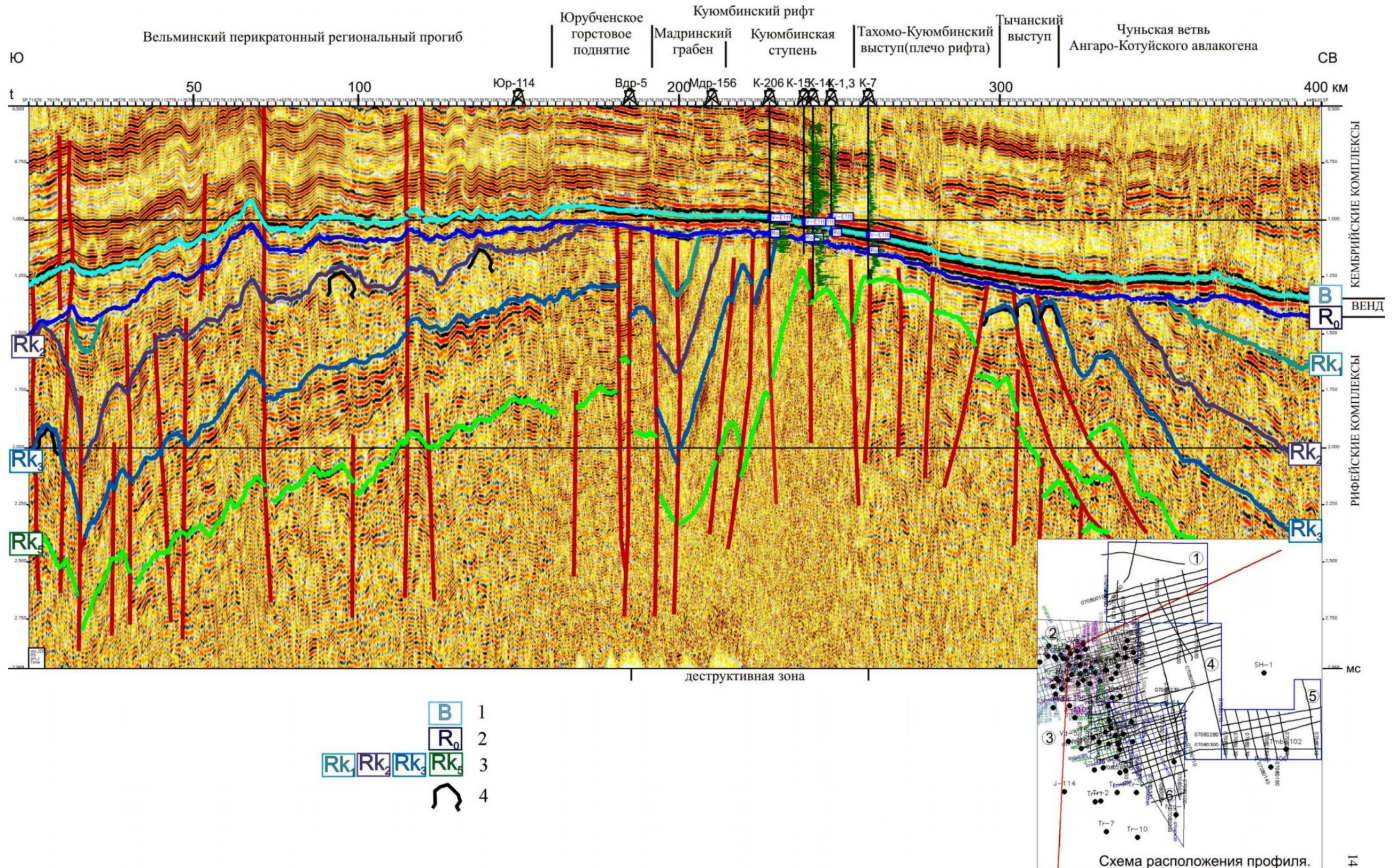


Рис. 3. Временной сейсмический разрез через Камовский свод

1 - отражающий горизонт, приуроченный к кровле вендских отложений; 2 - эрозионная предвендская поверхность; 3 - отражающие горизонты; 4 - рифейские рифоподобные карбонатные постройки; цифры в кружках - лицензионные участки: 1 - Абракупчинский, 2 - Куюмбинский, 3 - Юрубченский, 4 - Кординский, 5 - Подпорожский, 6 - Терско-Камовский (северный).

Все известные крупные эндогенные месторождения, в первую очередь, сульфидные медно-никелевые руды, алмазы, апатит-магнетитовые руды, приурочены к палеорифтовым структурам. Это связано с повышенной проницаемостью литосферы в пределах рифтов, облегчающей вынос из глубин соответствующего материала. Куюмбинский рифт в аномальном поле силы тяжести на общем фоне отрицательных аномалий выделяется крупной локальной аномалией, соответствующей наиболее разуплотненному фрагменту земной коры региона. Интенсивная разуплотненность Куюмбинского рифта выражается не только в широком развитии в его пределах глубинных зон дезинтеграции, прослеживаемых по сейсмическим данным до глубин в 25–30 км, но и в интенсивной разрушенности рифейско-раннепротерозойских и, возможно, архейских пород в пространстве между этими зонами. Эти зоны, шириной в 3–15 км, охватывают значительные фрагменты геологического пространства. Наиболее крупной из них является глубинная зона субвертикальной дезинтеграции, прослеживаемая на границе крупного гранитизированного (?) блока архей-нижнепротерозойской консолидированной коры с Куюмбинской грабеновой системой. Эта зона, шириной в 15 – 20 км, являясь, по-видимому, наиболее проницаемой зоной рифта, содержит гранито-гнейсовые тела непосредственно под вендскими плитными образованиями. Сейсмический рисунок в пределах зоны позволяет предполагать присутствие крупной «магматической камеры» на глубинах 10–25 км. Кроме субвертикальных зон деструкции по данным гравитотомографического анализа можно предполагать в пределах рифта развитие наклонных разуплотненных зон, по-видимому, контролируемых крупными листритами.

Таким образом, интенсивная раздробленность рифейско-нижнепротерозойско-архейских образований Куюмбинского рифта, наличие мощных флюидопроводящих структур и крупных очагов активизации земных недр в его пределах позволяет судить не только о высокой энергоемкости рифта, но и о значительных преобразованиях внутририфтового вещества в ходе поступлений глубинного материала из земных недр. В первую очередь, это касается метасоматической доломитизации мощных карбонатных формаций. Ареал такой доломитизации, судя по интегрированному анализу сейсмической и скважинной информации, контролируется Куюмбинским рифтом.

Таким образом, Куюмбинский рифт, как наиболее проницаемая структура литосферы региона, создает оптимальные условия для транзита глубинных флюидных потоков, играющих ведущую роль в процессах нефтидогенеза и нефтегазонакопления, в приповерхностные слои земной коры. Прямыми «уликами» ведущей роли глубинных флюидов при

нефтегазонакопления в КЮТе являются особенности газовой геохимии, свидетельствующие о вовлечении разных источников на разных глубинных уровнях в единый поток однофазного сверхкритического флюида [Лукин и др., 2009].

3. Анализ геохимических показателей потенциально нефтематеринских рифейских пород Куюмбинского месторождения показал, что наряду с традиционными участвуют и «нетрадиционные» объекты генерации углеводородов, в том числе в виде «капсулированной и трещинной» твердоуглеродистой минерализации, способные к реализации углеводородного потенциала под влиянием глубинных эндогенных факторов. Эти генетические разновидности нефтидогенерирующих систем, по всей вероятности, не исчерпывают всего их спектра, формирующегося под влиянием мощных спонтанно проявляющихся восходящих потоков высокоэнергетичных флюидов, обогащенных метаново-водородными компонентами.

4. КЮТ ареал нефтегазонакопления контролируется рифейским гигантским (более 8100 кв. км) трещинным массивом (природным мегарезервуаром), перекрытым плитным чехлом слабдеформированных венд-палеозойских пород. Куюмбинское и Юрубчено-Тохомское месторождения занимают значительную часть мегарезервуара, но треть его остается неизученной геологоразведочными работами. Трещинное пространство ареала, разделенное на трещинные системы различной генетической природы, соединено сетью диффузных трещин в единую гидродинамическую мегасистему. Уровень ВНК в пределах массивных залежей Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского месторождений колеблется в большинстве случаев в почти одинаковых пределах (на абсолютных отметках в 2077–2082 м) (рис. 4). Возможно, это явление также обусловлено тем обстоятельством, что основным гидродинамическим источником нефтегазоносности КЮТ ареала нефтегазонакопления служит Куюмбинский рифт.

Карбонатные резервуары в силу своих физико-химических свойств, подверженности трещинообразованию, выщелачиванию, перекристаллизации формируют сложную макро- и микроструктуру пустотного пространства. Как правило, карбонатный трещинный коллектор – это относительно плотная низкопроницаемая порода с развитой вторичной пустотностью вследствие процессов выщелачивания и растрескивания.

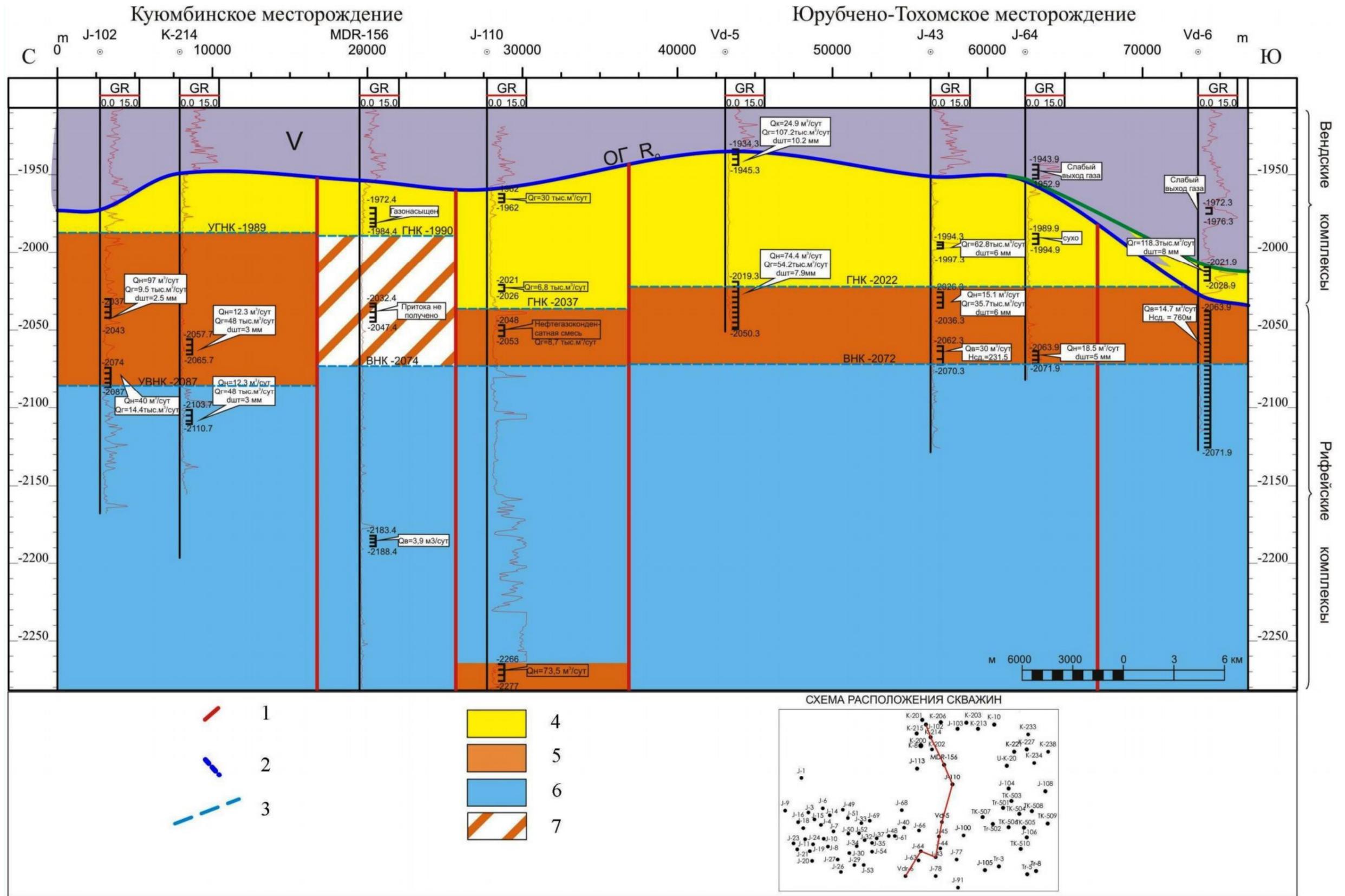


Рис. 4. Нефтегазогеологический профиль по линии скважин J-102 - K-214 - MDR-156 - J-110 - Vd-5 - J-43 - J-64 - Vd-6 Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского месторождений

1 - разрывные нарушения; 2 - отражающий горизонт R₀; 3 - флюидальные контакты; 4 - газ; 5 - нефть; 6 - вода; 7 - нефть прогнозируемая.

Пустотное пространство карбонатных резервуаров включает в себя следующие основные компоненты: а) первичные межкристаллические поры чрезвычайно мелкого размера (от 0,005 до 0,100 мкм) и низких фильтрационных свойств (проницаемость – сотые и тысячные доли миллидарси); б) вторичные поры выщелачивания с размерами от 0,01 до 2,00 мкм; в) микро- и макрокаверны, к ним могут быть отнесены пустоты карстового происхождения; г) открытые микротрещины; д) открытые мезо- и макротрещины, преимущественно, тектонического происхождения. Трещиноватость и кавернозность оказывают решающее влияние на формирование пустотного пространства карбонатных резервуаров. При этом в резервуаре выделяются две основные составляющие части коллектора: трещинная и матричная. Трещинная часть включает в себя открытые мезо- и макротрещины, а также пересекаемые ими, то есть полостно объединенную с трещинами часть микро- и макрокаверн. При этом образуются трещинно-кавернозные каналы переменного сечения. Матричная («блоковая») часть коллектора характеризует пустотное пространство породы, заключенное между трещинно-кавернозными каналами и ограниченное ими. Она включает в себя первичные межкристаллические поры, пустоты перекристаллизации, вторичные поры выщелачивания, изолированные от мезотрещин микрокаверны и микротрещины.

Совокупность каверн и трещин трещинной части коллектора, связанную в единое гидродинамическое целое, С.О. Денк [Денк, 2004, 2005] называет межблоковым полостным пространством. Показательным примером коллектора межблоково-емкостного типа он считает рифейские доломиты КЮТ ареала нефтегазонакопления. Основанием для этого служат данные по строению продуктивных толщ КЮТа. Матрица породы плотная и непроницаемая (до 90 % межзерновых пор имеют < 0,2 мкм в поперечнике) и не содержит углеводородов. Нефть и газ содержатся в межблоковом полостном пространстве. Результаты изучения структуры трещинных резервуаров КЮТа, переведенного в последние годы, подтверждают этот вывод.

Характеристика трещинных природных резервуаров нефти и газа КЮТ ареала нефтегазонакопления основывается на данных, полученных в результате литолого-петрографического изучения керн, определения фильтрационно-емкостных свойств карбонатных пород, микросканирования скважин, гидродинамических и промыслово-геофизических исследований, интерпретации материалов 2D и 3D сейсморазведки и 3D-съемки сейсмолокации бокового обзора (СЛБО).

Применение новых сейсмических технологий с использованием рассеянной компоненты сейсмического поля [Шленкин, 2000; Шленкин и др., 2000, 2001; Левянт, Тронов, Шустер, 2003; Поздняков, Сафонов, 2009; Поздняков, Сафонов, Шиликов, 2009; Чиркин и др., 2009; Левянт и др., 2010] позволило создать сейсмогеологические модели трещинных резервуаров КЮТа. В новых «Методических рекомендациях по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа» [Левянт и др., 2009] опыт работ в этом направлении в пределах КЮТа оценивается как позитивный и рекомендуется для применения во всех регионах при изучении карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа.

В целом, эффективность применения новых сейсмических технологий подтверждена результатами поисково-разведочного бурения в пределах Курумбинского месторождения и Терско-Камовского сектора Юрубчено-Тохомского месторождения. Из 50-ти пробуренных скважин лишь три оказались непродуктивными. При этом прирост извлекаемых запасов по категории C_1 за 10-летний период разведки увеличился в n -кратном размере, благодаря использованию новых технологий и выработанной в связи с этим новой методики подсчета запасов углеводородов, утвержденной ГКЗ РФ для трещинных резервуаров нефти и газа в пределах КЮТа.

Флюидодинамика ЮТЗ контролируется сквозными субвертикальными дезинтегрированными и дилатансионными зонами проницаемости в венд-рифейском разрезе, изолированными сверху региональной нижнепалеозойской эвапоритовой покрывкой и образующими линейные, линейно-очаговые и очаговые зоны флюидонасыщения.

Оптимальными нефтегазоаккумулирующими свойствами обладают линейно-очаговые зоны аномальной трещиноватости, занимающие значительные объемы рифейского резервуара и обрамленные слабопроницаемыми участками уплотнения.

Трещиноватость, изученная в керне скважин, пробуренных в зонах с аномальными деформационными характеристиками, отличается широким развитием вертикальных и наклонных трещин (рис. 5). Значительно реже следятся горизонтальные трещины, часто осложненные многочисленными короткими ответвлениями. Наиболее высокой трещиноватостью обладают органогенные и органогенно-обломочные доломиты.

5. Основными флюидопроводящими структурами КЮТ ареала нефтегазонакопления, следящимися по данным сейсморазведочных работ (на данном этапе исследований) до глубин 30–50 км, являются крупные линейные разломные системы и зоны субвертикальной

деструкции пород, главным образом, концентрической формы и дилатантного происхождения.



Рис. 5. Примеры трещиноватости в керне скважины Юр-89

Субвертикальные зоны дезинтеграции геологической среды формируются, в основном, в результате процессов рифтогенного растяжения и контролируются: 1) линейные СЗД – разломными зонами различного ранга, протяженности (от десятков до сотен километров), ширины (от 0,5 до 10 км) и глубины проникновения (от 5 до 35–40 км); 2) очаговые СЗД – большей частью, дизъюнктивными узлами и листрическими каналами (концентрами), проникающими до глубин 14-15 км; 3) линейно-очаговые СЗД – комбинациями разломов и концентров. Так, например, флюидодинамика КЮТа контролируется сквозными субвертикальными дезинтегрированными и дилатансионными зонами проницаемости в венд-рифейском разрезе, возникающими в триасе в условиях сильного растяжения,

изолированными сверху региональной нижнепалеозойской эвапоритовой покрывкой и образующими линейные, линейно-очаговые и очаговые зоны флюидонасыщения. Наиболее оптимальными нефтегазосодержащими свойствами обладают линейно-очаговые зоны аномальной трещиноватости, слагающие значительные объёмы венд-рифейского резервуара и обрамлённые слабопроницаемыми участками уплотнения. Накопленная в результате проведённых ОАО «НГК «Славнефть» работ информация о распределении по площади и в пространстве высокопродуктивных коллекторов свидетельствует, что фактор неоднократного обновления заложенных некогда древних систем трещиноватости имеет ключевое значение для развития этих коллекторов. Со всеми этими СЗД различные исследователи связывают сосредоточенную разгрузку высоконапорного флюида. Кроме того, эти субвертикальные каналы могут быть источником латерального поступления флюидов в смежные ареалы, где баротермический потенциал среды ниже.

Для интерпретации материалов зачастую использовались комбинированные модификации ФП-обработки, которые в 2D-случае получают путем совмещения разрезов для полей отраженных и рассеянных волн (рис. 6).

При этом достаточно уверенно выделяются рифоподобные постройки, венчающие субвертикальные зоны деструкции, в пределах которых в поле энергии рассеянных волн (ПЭРВ) выделяются аномальные зоны, соответствующие областям наиболее интенсивной трещиноватости. Результаты бурения и последующего испытания скважин, пробуренных в пределах этих участков, полностью подтвердили сделанный ранее прогноз, и в настоящее время они являются высокодебитными скважинами в пределах Куюмбинского блока.

Отсюда следует весьма важный вывод: установлен поисковый признак выделения высокоперспективных объектов. Задачей классической сейсморазведки на отраженных волнах является выделение и прослеживание в пространстве этих объектов. В комплексе с ПЭРВ удастся прогнозировать степень открытой трещиноватости в них, т.е. оценивать с позиций продуктивности. Таким образом, основной подход к выделению высокопродуктивных объектов базируется на комплексном анализе особенностей информации в отраженных и рассеянных волнах. Достаточно широкое развитие трещиноватости в рифейском интервале разреза, в т.ч. в глинисто-карбонатных отложениях, было подтверждено результатами исследования ультразвуковым микросканером пяти скважин в пределах Куюмбинского блока, вскрывших подобный тип разреза с открытой трещиноватостью в доломитах и в глинистых доломитах (рис. 7).

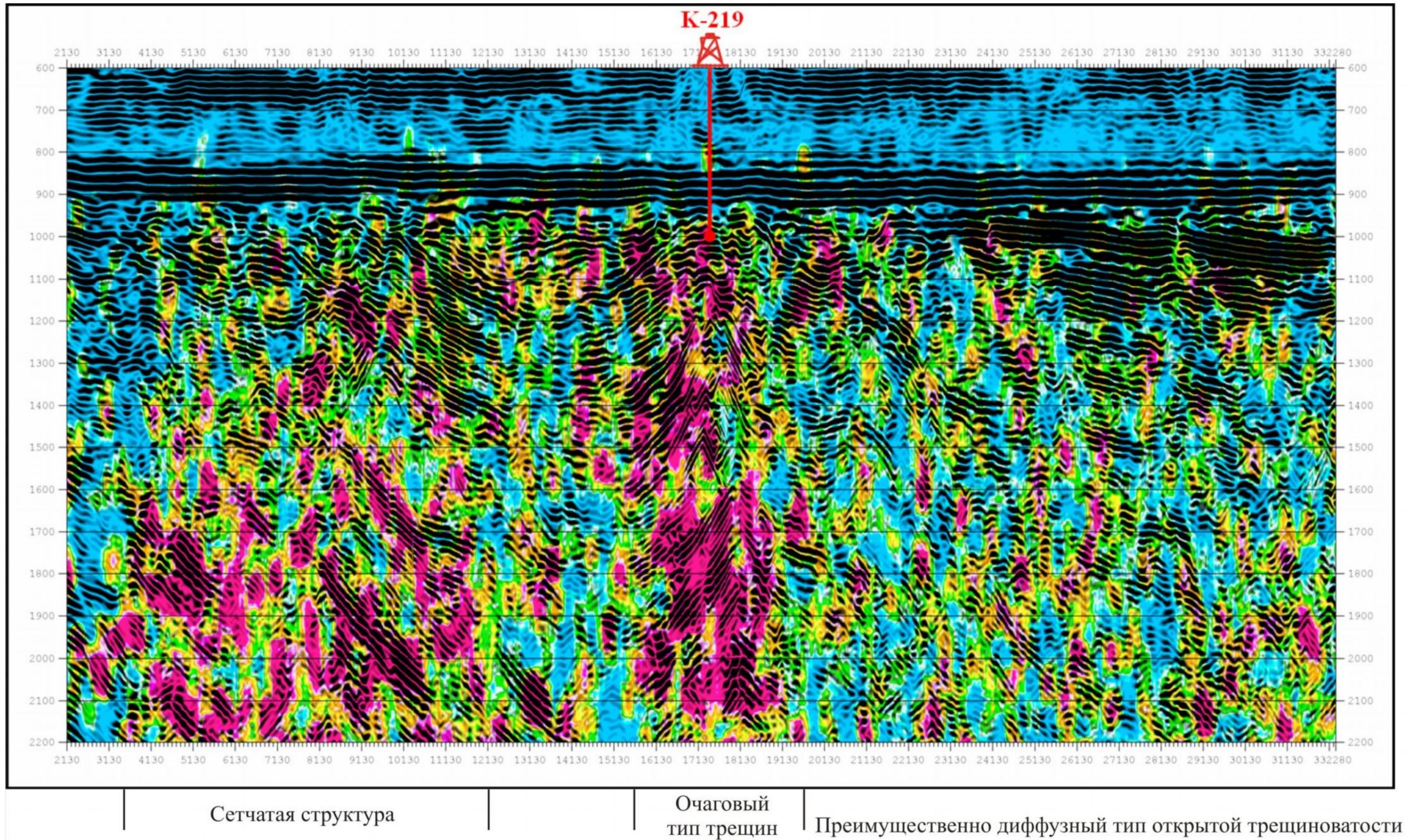


Рис. 6. Комплексный временной сейсмический разрез для поля отраженных и рассеянных волн, район скважины К-219 Куюмбинского месторождения

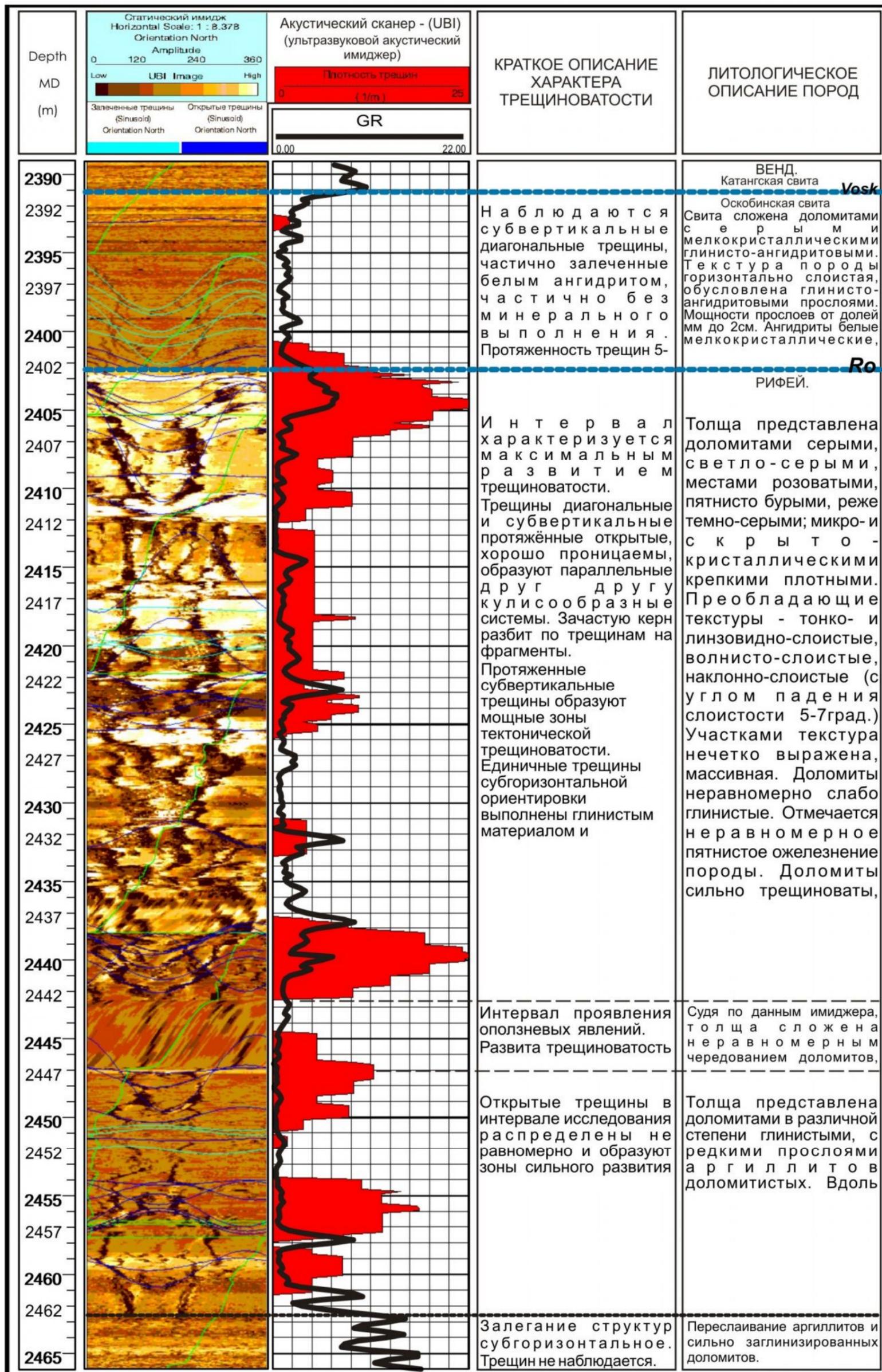


Рис. 7. Характер проявления тектонических дислокаций и оползневых явлений на статическом имиджере UBI, скв. ТК-512Терско-Камовского участка

Рифоподобные карбонатные постройки, закартированные в пределах Куюмбинского и Терско-Камовского участков, фиксируются почти во всех рифейских комплексах и большинстве блоковых систем. Площади занимаемых ими пространств составляют от 10 до 145 кв.км. Наиболее широко они представлены в пределах Южно-Куюмбинской и Терской блоковых систем. В основном, они сосредоточены в пределах зон крупных разломов в виде систем эшелонированных рифоподобных сооружений или отдельных карбонатных построек.

Для определения пространственного положения зон и участков с повышенной открытой трещиноватостью рифейских комплексов выполнены 3D работы на рассеянных волнах методом СЛБО в комплексе с сейсмоработами 2D.

Учитывая особенности методики СЛБО (мобильность, оперативность обработки) в сжатые сроки была получена необходимая информация для оптимального размещения разведочных скважин в пределах Куюмбинского месторождения.

Как показывают результаты испытания скважин и распределения открытой трещиноватости коллекторов, выявленной на основе регистрации рассеянной компоненты волнового поля, нефтегазопродуктивность в пределах рассматриваемого участка имеет мозаичный, локальный характер, обусловленный изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств рифейского резервуара, зависит от степени его дезинтегрированности, определяемой в основном, наличием рифоподобных карбонатных построек, характером разломной тектоники и субвертикальных зон дезинтеграции, выявленных по сейсморазведке. Наиболее высокопродуктивными оказались скважины, пробуренные в пределах дезинтегрированных фрагментов рифоподобных карбонатных (преимущественно строматолитовых) построек в различных сейсмокомплексах.

Сопоставление пространственного положения перспективных карбонатных построек (преимущественно строматолитовых) и аномалий ПЭРВ (по данным СЛБО), соответствующих наиболее дезинтегрированным объемам рифейского резервуара, показывает: а) аномалии ПЭРВ занимают, большей частью, ядра карбонатных построек (рис. 8), характеризуя их наиболее трещинные объемы; б) трещинное пространство, обычно захватывающее большую часть рифейского продуктивного объема, иногда контролируется пространственным положением рифейских комплексов, формируя вертикальную расчлененность трещинного объема.

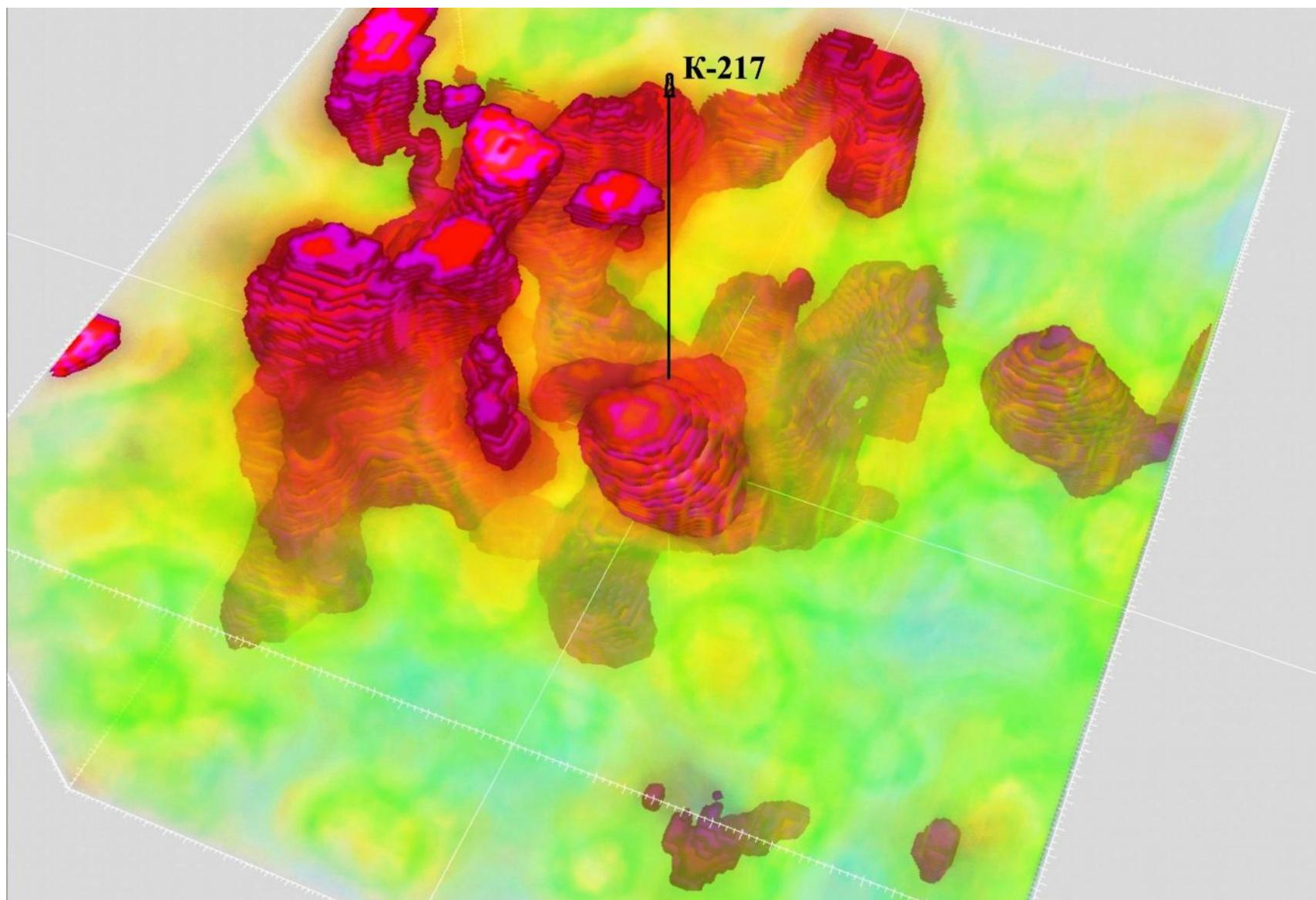


Рис. 8. Куб трещиноватости (по данным СЛБО) в окрестности скв. К-217

6. Залежи Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского месторождений контролируются блоковыми системами, ограниченными крупными разломами различной кинематики, главным образом, сдвиговой природы и формирующими трещинное пространство продуктивных рифейских пород в результате интенсивных транстенсионных процессов позднеэоцен-четвертичного времени (рис. 9).

7. Трещинные резервуары Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского месторождений, судя по данным исследований керна, микросканирования скважин и сейсмоданным 3D, представляют собой трещинные массивы со сложной структурой трещинного пространства, состоящего из кластеров коридорных открытых трещин северо-восточного направления, окруженных сетью разнородных преимущественно диффузных трещин.

8. Извлекаемый нефтегазовый потенциал КЮТ ареала нефтегазонакопления на современной стадии изученности оценивается в 2 млрд. т условного топлива.

9. Данные по строению уникальных месторождений КЮТ ареала нефтегазоносности с их огромным нефтегазовым потенциалом позволяют утверждать, что в районах активного флюидодинамического режима, обусловленного воздействием глубинных высокоэнергетических метано-водородных потоков, при наличии оптимальных резервуарных условий нефтегазонакопления верхние слои консолидированной и относительно консолидированной коры могут быть отнесены к высокоперспективным нефтегазоносным комплексам.

Новые данные по строению и нефтегазоносности КЮТ ареала нефтегазонакопления, полученные в результате многолетнего детального изучения уникального нефтегазогеологического объекта, позволили всесторонне рассмотреть проблемы нефтидогенеза и нефтегазонакопления в древнейших комплексах Восточной Сибири. Сделанные в результате комплексного анализа этих данных теоретические представления свидетельствуют, что в основу нефтегазопоисковых работ по выявлению нефтегазового потенциала древних относительно консолидированных пород Восточной Сибири необходим, наряду с детальным изучением строения трещинных массивных резервуаров, всесторонний анализ глубинной структуры изучаемых регионов и районов.

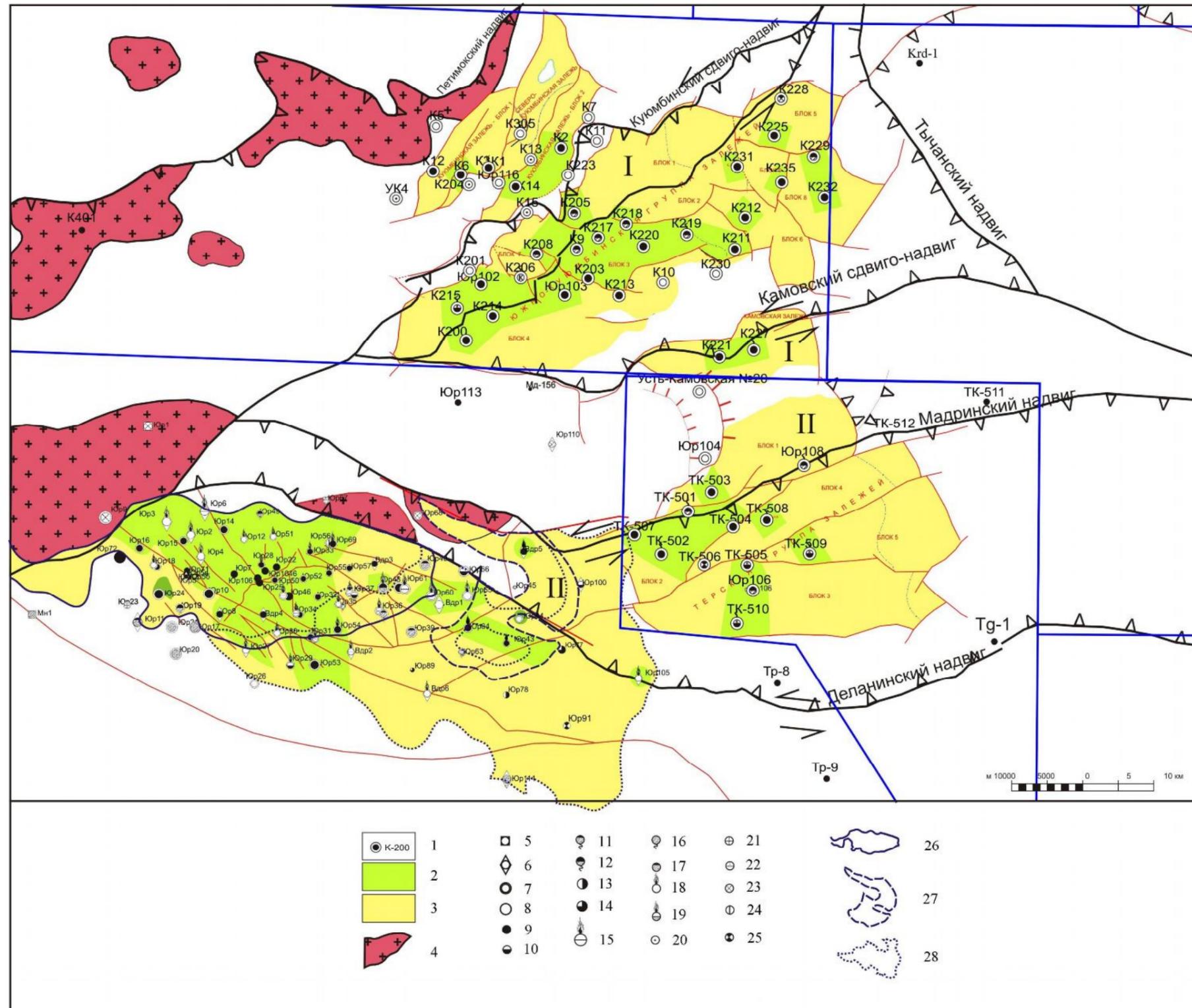


Рис. 9. Схема размещения рифейских залежей Курумбинского и Юрубчено-Тохомского месторождений

1 – скважина; 2 - запасы категории C1; 3 - запасы категории C2; 4 - выходы на довендскую поверхность архей-раннепротерозойского фундамента; 5-25 – скважины (5 – параметрические; 6 – поисковые; 7 – разведочные; 8 – эксплуатационные; 9 - давшие приток нефти; 10 - давшие непромышленный приток нефти; 11 - давшие воду с пленкой нефти; 12 - давшие воду с нефтью; 13 - в бурении; 14 - в испытании; 15 - давшие непромышленный приток газа; 16 - давшие приток пластовой воды; 17 - давшие фильтрат с пленкой нефти; 18 - давшие приток газа; 19 - давшие воду с газом; 20 - не давшие притока; 21 - не доведенная до горизонта; 22 - отсутствие рифея; 23 - отсутствие горизонта; 24 - не охарактеризована испытанием и ГИС по техническим причинам; 25 - не опробованные); 26-28 - контуры залежей: 26 – Юрубченская, 27 - Усть-Чавичинская, 28 – Нижнетохомская; I – Курумбинское месторождение; II - Юрубчено-Тохомское месторождение.

Литература

Геологическое строение СССР и закономерности размещения полезных ископаемых. Т. IV. Сибирская платформа / Под ред. Н.С. Малича, В.Л. Масайтиса, В.С. Суркова. – М.: Недра, 1987. – 448 с.

Денк С.О. Проблемы трещиноватых продуктивных объектов. – Пермь. Электронные издательские системы, 2004. – 334 с.

Денк С.О. «Нетипичные» продуктивные объекты: проблемы и решения. – Пермь. Электронные издательские системы, 2005. – 347 с.

Дмитриевский А.Н., Каракин А.В., Баланюк И.Е. Концепция флюидного режима в верхней коре (гипотеза корового волновода) // Доклады АН, 2000. – Т. 374. – № 4. – С. 534–536.

Дмитриевский А.Н. Прогноз, поиск и разведка нефти и газа – фундаментальные исследования // Актуальные проблемы прогноза, поисков и освоения углеводородных ресурсов земных недр. – СПб: ВНИГРИ, 2009. – С. 14–35.

Конторович А.Э., Изосимова А.Н., Конторович А.А., Хабаров Е.М., Тимошина И.Д. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции в верхнем протерозое Сибирской платформы // Геология и геофизика, 1996. – Т. 37. – № 8. – С. 166–195.

Конторович А.А., Конторович А.Э., Кринин В.А., Кузнецов Л.Л., Накаряков В.Д., Сибгатуллин В.Г., Сурков В.С., Трофимук А.А. Юрубчено-Тохомская зона газонефтеаккумуляции – важный объект концентрации региональных поисково-разведочных работ в верхнем протерозое Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика, 1998. – № 11. – С. 45–55.

Левянт В.Б., Тронов Ю.А., Шустер В.Л. Использование рассеянной компоненты сейсмического поля для дифференциации кристаллического фундамента на коллекторские и монокристаллические зоны // Геофизика, 2003. – № 3. – С. 17–26.

Левянт В.Б., Хромова И.Ю., Козлов Е.А., Керусов И.Н., Кащеев Д.Е., Колесов В.В., Мармалевский Н.Я. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа. – М.: ЦГЭ, 2010. – 250 с.

Летников Ф.А. Флюидный режим эндогенных процессов в континентальной литосфере и проблемы металлогении // Проблемы глобальной геодинамики. – М.: ГЕОС, 2000. – С. 204–224.

Летников Ф.А. Тектонические следствия процессов внутриплитной флюидизации литосферы // Области активного тектогенеза в современной и древней истории Земли. Материалы XXXIX Тектонического совещания. т. 1. – М.: ГЕОС, 2006. – С. 312–395.

Лукин А.Е. Литогеодинамические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах. – Киев: Наукова думка, 1997. – 223 с.

Лукин А.Е. О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция углеводородно-генерирующих систем) // Геологический журнал, 1999. – № 1. – С. 30–42.

Лукин А.Е., Пиковский Ю.И. О роли глубинных и сверхглубинных флюидов в нефтегазообразовании // Геологический журнал, 2004. – № 2. – С. 21–33.

Лукин А.Е., Зоценко Н.А., Харахинов В.В., Донцов В.В., Наумко И.М. Литогеодинамические факторы формирования метасоматических доломитов рифея Восточной Сибири // Геологический журнал, 2009. – № 1. – С. 7–24.

Николаевский В.Н. Геомеханика и флюидодинамика. – М.: Недра. – 1996. – 447 с.

Осадочные бассейны: методика изучения, строение и эволюция / Под ред. Ю.Г. Леонова, Ю.А. Воложа. – М.: Научный мир, 2004. – С. 159–212.

Павленкова Н.И. Структура тектоносферы и проблемы формирования изученных месторождений // Области активного тектогенеза в современной и древней истории Земли. Материалы XXXIX Тектонического совещания. – М.: ГЕОС, 2006. – С. 85–88.

Пиковский Ю.И. Флюидные плюмы литосферы как модель нефтеобразования и нефтегазоаккумуляции // Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений. – М.: ГЕОС, 2002. – С. 254–269.

Поздняков В.А., Сафонов Д.В., Шиликов В.В. Прогноз распространения зон трещиноватости по данным 3D-сейсморазведки в пределах Юрубчено-Тохомской зоны // Технологии сейсморазведки, 2009. – № 1. – С. 85–90.

Поздняков В.А., Сафонов Д.В. Использование сейсмических атрибутов при построении геологической модели месторождения // Геомодель-2009. – Геленджик, 2009.

Родкин М.В. Роль глубинного флюидного режима в геодинамике и сеймотектонике. – М.: Национальный геофизический комитет РАН, 1993. – 194 с.

Славкин В.С., Зиньковский В.Е., Соколова Н.Е., Давыдова Е.А. Геологическая модель рифейского резервуара Куюмбинского месторождения // Геология нефти и газа, 1999. – № 11–12. – С. 13–21.

Славкин В.С., Копилевич Е.А., Бакун Н.Н., Соколов Е.П. Емкостная модель рифейского резервуара Юрубчено-Тохомской зоны (Восточная Сибирь) // Геология нефти и газа, 1994а. – № 8. – С. 35–40.

Славкин В.С., Бакун Н.Н., Копилевич Е.А., Соколов Е.П. Новая модель геологического строения Юрубчено-Тохомской зоны // Геология нефти и газа, 1994б. – № 4. – С. 9–16.

Соколов Б.А., Егоров В.А. Рифейские рифты – генераторы нефти // Природа, 1989. – № 6. – С. 73–78.

Трофимук А.А. Куюмбо-Юрубчено-Тайгинское газонефтяное месторождение – супергигант Красноярского края. Основы технико-экономического обоснования разработки. – Новосибирск, 1992. – 60 с.

Трофимук А.А. Нефтегазоносность Сибирской платформы // Геология и геофизика, 1960. – № 7. – С. 3–11.

Чиркин И.А., Шленкин С.И., Черников М.А., Богацкий Н.И. Прогноз перспективных ловушек и оценка их продуктивности на основе использования комплекса сейсмических технологий (КТ-сейсморазведка) // Комплексование геолого-геофизических методов при обосновании нефтегазоносных объектов на Сибирской платформе (в Восточной Сибири и республике Саха (Якутия)). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2009. – С. 170–179.

Шленкин С.И., Каширин Г.В., Масюков А.В., Харахинов В.В. Новые сейсмические технологии изучения сложнопостроенных резервуаров нефти и газа // Труды Международной геофизической конференции, посвященной 300-летию горно-геологической службы России – СПб, 2000. – С. 493–494.

Шленкин С.И., Харахинов В.В., Баев А.В., Нестеров В.Н., Соколов Е.П. Использование сейсморазведки для выделения зон повышенной трещиноватости в карбонатных природных резервуарах (на примере Куюмбинского месторождения в Восточной Сибири) // Труды Второго Российско-Китайского семинара «Оптимизация доразведки, разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений геофизическими исследованиями и технологиями. – Москва: ЕАГО, 2000. – С. 94–96.

Шленкин С.И., Каширин Г.В., Масюков А.В., Харахинов В.В. Обнаружение нефтегазогеологических объектов, связанных с рассеивающими аномалиями по данным сейсмической разведки // Труды РАО-01. – СПб, 2001. – С. 123–126.

Рецензент: Маргулис Лазарь Соломонович, доктор геолого-минералогических наук.

Kharakhinov V.V., Shlenkin S.I., Zereninov V.A.

Ltd «Slavneft-Scientific Production Center», Tver, Russia, tvergw@slavneft.ru

Ryabchenko V.N., Zoschenko N.A.

Ltd «Slavneft-Krasnoyarskneftegaz», Krasnoyarsk, Russia

PETROLEUM POTENTIAL OF PRECAMBRIAN STRATA OF KUYUMBINSKO-YURUBCHENO-TOKHOMSKY OIL AND GAS ACCUMULATION AREA

New information on geology and petroleum potential of the Precambrian strata of eastern Siberia (on the example Kuyumbinsko-Yurubcheno-Tokhomsky oil and gas accumulation area) is provided on the results of synthesis of current and recent geological and geophysical data on the basis of modern exploration technology. Oil and gas potential of Eastern Siberia is proved to be confined to large massive fractures made up by the Upper Proterozoic relatively consolidated metasomatically dolomitized chemi-biogenic carbonate rocks.

Key words: *Kuyumbinsko-Yurubcheno-Tokhomsky oil and gas accumulation area, oil, gas, oil and gas fields' formation, fractures-reservoirs, new seismic technology.*

Reference

Geologičeskoe stroenie SSSR i zakonmernosti razmešeniâ poleznyh iskopaemyh. T. IV. Sibirskaâ platforma / Pod red.N.S. Maliča, V.L. Masajtisa, V.S. Surkova. – M: Nedra, 1987. – 448 s.

Denk S.O. Problemy trešinovatyh produktivnyh ob"ektov. – Perm'. Èlektronnye izdatel'skie sistemy, 2004. – 334 s.

Denk S.O. «Netipičnyye» produktivnyye ob"ekty: problemy i rešeniâ. – Perm'. Èlektronnye izdatel'skie sistemy, 2005. – 347 s.

Dmitrievskij A.N., Karakin A.V., Balanûk I.E. Koncepciâ flûidnogo režima v verhnej kore (gipoteza korovogo volnovoda) // Doklady AN, 2000. – T. 374. – # 4. – S. 534–536.

Dmitrievskij A.N. Prognoz, poisk i razvedka nefti i gaza – fundamental'nye issledovaniâ // Aktual'nye problemy prognoza, poiskov i osvoeniâ uglevodorodnyh resursov zemnyh neдр. – SPb: VNIGRI, 2009. – S. 14–35.

Kontorovič A.È., Izosimova A.N., Kontorovič A.A., Habarov E.M., Timošina I.D. Geologičeskoe stroenie i usloviâ formirovaniâ gigantskoj Ūrubčeno-Tohomskoj zony neftegazonakopleniâ v verhnem proterozoe Sibirskoj platformy // Geologiâ i geofizika, 1996. – T. 37. – # 8. – S. 166–195.

Kontorovič A.A., Kontorovič A.È., Krinin V.A., Kuznecov L.L., Nakarâkov V.D., Sibgatullin V.G., Surkov V.S., Trofimuk A.A. Ūrubčeno-Tohomskaâ zona gazoneftenakopleniâ – važnyj ob"ekt koncentracii regional'nyh poiskovo-razvedočnyh rabot v verhnem proterozoe Leno-Tungusskoj neftegazonosnoj provincii // Geologiâ i geofizika, 1998. – # 11. – S. 45–55.

Levânt V.B., Tronov Ū.A., Šuster V.L. Ispol'zovanie rasseannoj komponenty sejsmičeskogo polâ dlâ differenciacii kristalličeskogo fundamenta na kollektorskie i monolitnyye zony // Geofizika, 2003. – # 3. – S. 17–26.

Levânt V.B., Hromova I.Ū., Kozlov E.A., Kerusov I.N., Kašeev D.E., Kolesov V.V., Marmalevskij N.Á. Metodičeskie rekomendacii po ispol'zovaniû dannyh sejsmorazvedki dlâ podsčeta zapasov uglevodorodov v usloviâh karbonatnyh porod s poristost'û trešinno-kavernovogo tipa. – M.: CGÈ, 2010. – 250 s.

Letnikov F.A. Flûidnyj režim èndogennyh processov v kontinental'noj litosfere i problemy metallogenii // Problemy global'noj geodinamiki. – M: GEOS, 2000. – S. 204–224.

Letnikov F.A. Tektoničeskie sledstviâ processov vnutriplitnoj flûidizacii litosfery//Oblasti aktivnogo tektogeneza v sovremennoj i drevnej istorii Zemli. Materialy XXXIX Tektoničeskogo sovešaniâ. t. 1. – M.: GEOS, 2006. – S. 312–395.

Lukin A.E. Litogeodinamičeskie faktory neftegazonakopleniâ v avlakogennyh bassejnah.–Kiev: Naukova dumka, 1997. – 223 s.

Lukin A.E. O proishoždenii nefti i gaza (geosinergetičeskaâ koncepciâ uglevodorodno-generirujuših sistem) // Geologičeskij žurnal, 1999. – # 1. – S. 30–42.

Lukin A.E., Pikovskij Ū.I. O roli glubinnyh i sverhglubinnyh flúidov v neftegazoobrazovanii // Geologičeskij žurnal, 2004. – # 2. – S. 21–33.

Lukin A.E., Zošenko N.A., Harahinov V.V., Doncov V.V., Naumko I.M. Litogeodinamičeskie faktory formirovaniâ metasomatičeskikh dolomitov rifeâ Vostočnoj Sibiri // Geologičeskij žurnal, 2009. – # 1. – S. 7–24.

Nikolaevskij V.N. Geomehanika i flúidodinamika. – M.: Nedra. – 1996. – 447 s.

Osadočnye bassejny: metodika izučeniâ, stroenie i evolúciâ / Pod red. Ū.G. Leonova, Ū.A. Voloža. – M.: Naučnyj mir, 2004. – S. 159–212.

Pavlenkova N.I. Struktura tektonosfery i problemy formirovaniâ izučennyh mestoroždenij//Oblasti aktivnogo tektonogeneza v sovremennoj i drevnej istorii Zemli. Materialy XXXIX Tektoničeskogo sovešaniâ. – M.: GEOS, 2006. – S. 85–88.

Pikovskij Ū.I. Flúidnye plúmy litosfery kak model' nefteobrazovaniâ i neftegazonakopleniâ // Degazaciâ Zemli i genesis uglevodorodnyh flúidov i mestoroždenij. – M.: GEOS, 2002. – S. 254–269.

Pozdnâkov V.A., Safonov D.V., Šilikov V.V. Prognoz rasprostraneniâ zon trešinovatosti po dannym 3D-sejsmorazvedki v predelah Ūrubčeno-Tohomskoj zony // Tehnologii sejsmorazvedki, 2009. – # 1. – S. 85–90.

Pozdnâkov V.A., Safonov D.V. Ispol'zovanie sejsmičeskikh atributov pri postroenii geologičeskoj modeli mestoroždeniâ // Geomodel'-2009. – Gelendžik, 2009.

Rodkin M.V. Rol' glubinnogo flúidnogo režima v geodinamike i sejsmotektonike. – M.: Nacional'nyj geofizičeskij komitet RAN, 1993. – 194 s.

Slavkin V.S., Zin'kovskij V.E., Sokolova N.E., Davydova E.A. Geologičeskaâ model' rifejskogo rezervuara Kuûmbinskogo mestoroždeniâ // Geologiâ nefi i gaza, 1999. – # 11–12. – S. 13–21.

Slavkin V.S., Kopilevič E.A., Bakun N.N., Sokolov E.P. Emkostnaâ model' rifejskogo rezervuara Ūrubčeno-Tohomskoj zony (Vostočnaâ Sibir') // Geologiâ nefi i gaza, 1994a. – # 8. – S. 35–40.

Slavkin V.S., Bakun N.N., Kopilevič E.A., Sokolov E.P. Novaâ model' geologičeskogo stroeniâ Ūrubčeno-Tohomskoj zony // Geologiâ nefi i gaza, 1994b. – # 4.–S. 9–16.

Sokolov B.A., Egorov V.A. Rifejskie rifty – generatory nefi // Priroda, 1989. – # 6. – S. 73-78.

Trofimuk A.A. Kuûmbo-Ūrubčeno-Tajginskoe gazonefiânoe mestoroždenie – supergigant Krasnoârskogo kraâ. Osnovy tehniko-ekonomičeskogo obosnovaniâ razrabotki. – Novosibirsk, 1992. – 60 s.

Trofimuk A.A. Neftegazonosnost' Sibirskoj platformy // Geologiâ i geofizika, 1960. – # 7. – S. 3-11.

Čirkin I.A., Šlenkin S.I., Černikov M.A., Bogackij N.I. Prognoz perspektivnyh lovušek i ocenka ih produktivnosti na osnove ispol'zovaniâ kompleksa sejsmičeskikh tehnologij (KT-sejsmorazvedka) // Kompleksirovanie geologo-geofizičeskikh metodov pri obosnovanii neftegazonosnyh ob"ektov na Sibirskoj platforme (v Vostočnoj Sibiri i respublike Saha (Âkutiâ)). – Novosibirsk: SNIIGiMS, 2009. – S. 170-179.

Šlenkin S.I., Kaširin G.V., Masûkov A.V., Harahinov V.V. Novye sejsmičeskie tehnologii izučeniâ složnopostroennyh rezervuarov nefi i gaza // Trudy Meždunarodnoj geofizičeskoj konferencii, posvâšennoj 300-letiu gorno-geologičeskoj služby Rossii – SPb, 2000. – S. 493-494.

Šlenkin S.I., Harahinov V.V., Baev A.V., Nesterov V.N., Sokolov E.P. Ispol'zovanie sejsmorazvedki dlâ vydeleniâ zon povyšennoj trešinovatosti v karbonatnyh prirodnyh rezervuarah (na primere Kuûmbinskogo mestoroždeniâ v Vostočnoj Sibiri) // Trudy Vtorogo Rossijsko-Kitajskogo seminarâ «Optimizaciâ dorazvedki, razrabotki i èkspluatacii neftegazovyh mestoroždenij geofizičeskimi issledovaniâmi i tehnologiami. – Moskva: EAGO, 2000. – S. 94–96.

Šlenkin S.I., Kaširin G.V., Masûkov A.V., Harahinov V.V. Obnaruženie neftegazogeologičeskikh ob"ektov, svâzannyh s rasseivaûšimi anomaliami po dannym sejsmičeskoj razvedki // Trudy RAO-01. – SPb, 2001. – S. 123–126.