

УДК 551.243.8:552.578.2.061.33(571.5)  
DOI 10.21285/0301-108X-2016-55-2-40-50

## МНОГОФАКТОРНАЯ И РАЗНОПОЛЯРНАЯ РОЛЬ ДИЗЬЮНКТИВНОЙ ТЕКТониКИ В ОНТОГЕНЕЗЕ УГЛЕВОДОРОДОВ (СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА)

© Л.А. Рапацкая

<sup>1</sup>Иркутский национальный исследовательский технический университет, 664074, Россия, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83.

Анализ геодинамических условий формирования месторождений нефти и газа на Сибирской платформе позволяет установить многофакторную и разнополярную роль дизъюнктивной тектоники в онтогенезе углеводородов (УВ). Все факторы по масштабам и значимости в определенной мере условно разделены на три группы: глобальные, региональные и локальные.

Глобальные факторы определяют приуроченность крупнейших нефтегазоносных бассейнов мира к пассивным континентальным окраинам древних кратонов и к рифтам, главным образом мезозойско-кайнозойского возраста. Самые крупные в мире скопления месторождений УВ сконцентрированы в пределах длительно развивающихся (более 300 млн лет) пассивных окраин, например Персидской, Аляскинской и других, трансформированных столкновением плит в мел-кайнозойский этап развития.

Региональные факторы обуславливают формирование сложной мозаичной системы разломов разных масштабов, направлений и рангов, определяющее «клавишное» сопряжение горстов и грабенов разного масштаба с резким дифференцированием процессов интенсивной эрозии в первых и быстрого образования мощных осадочных толщ с обильным накоплением органического вещества во вторых. Результатом действия этих факторов является формирование нескольких поясов месторождений УВ различного фазового состава.

Локальные факторы приводят к образованию различных типов ловушек, изменению их структурных планов и перестроению, миграции и перетокам флюидов из автохтона в аллохтон; сдвиганию нефтегазоносных горизонтов, засолонению и дилатансии коллекторов; созданию аномально низких пластовых давлений.

*Ключевые слова:* онтогенез углеводородов, месторождения нефти и газа, дизъюнктивная тектоника, пассивные окраины, рифт, разломы.

**Формат цитирования:** Рапацкая Л.А. Многофакторная и разнополярная роль дизъюнктивной тектоники в онтогенезе углеводородов (Сибирская платформа) // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. 2016. № 2 (55). С. 40–50. DOI 10.21285/0301-108X-2016-55-2-40-50.

## MULTIFACTORIAL AND BIPOLAR ROLE OF DISJUNCTIVE TECTONICS IN HYDROCARBON ONTOGENY (SIBERIAN PLATFORM)

L.A. Rapatskaya

Irkutsk National Research Technical University, 83 Lermontov St., Irkutsk, 664074, Russia.

The analysis of geodynamic conditions of oil and gas deposit formation on the Siberian platform allows to identify the multifactorial and bipolar role of disjunctive tectonics in the hydrocarbon (HC) ontogeny. According to scale and significance, all factors are conditionally classified into three groups: global, regional and local.

Global factors determine the confinement of the world largest oil and gas basins to passive continental margins of ancient cratons and rifts, mainly of Mesozoic-Cenozoic age. The world's largest accumulations of hydrocarbon deposits are concentrated within continuously developing (more than 300 million years) passive margins, such as Persian margin, Alaska and others, transformed by the collision of plates in the Cretaceous-Cenozoic stage of development.

Regional factors contribute to the formation of a complex mosaic system of faults of different scales, directions, and ranks, which determines the “stepped” junction of fault ridges and grabens of different scales, with sharp differentiation of intense erosion processes in the first and rapid formation of thick sedimentary strata with abundant

---

<sup>1</sup>Рапацкая Лариса Александровна, кандидат геолого-минералогических наук, профессор кафедры прикладной геологии, e-mail: raplarisa@yandex.ru

Rapatskaya Larisa, Candidate of Geological and Mineralogical sciences, Professor of the Department of Applied Geology, e-mail: raplarisa@yandex.ru

accumulation of organic matter in the latter. The effect of these factors is the formation of several zones of HC deposits of different phase composition.

Local factors lead to the formation of various types of traps, changing of their structural plans, re-formation, migration, and flows of fluids from the autochthon into the allochthon; doubling of the oil and gas horizons, salinization and dilatancy of reservoirs; formation of abnormally low formation pressures.

*Keywords: hydrocarbon ontogeny, oil and gas fields, disjunctive tectonics, passive margins, rift, faults*

**For citation:** Rapatskaya L.A. Multifactorial and bipolar role of disjunctive tectonics in hydrocarbon ontogeny (Siberian platform) // Proceedings of Siberian Department of the Section of Earth Sciences of Russian Academy of Natural Sciences. Geology, Prospecting and Exploration of Ore Deposits. 2016. No. 2 (55). Pp. 40–50. DOI 10.21285/0301-108X-2016-55-2-40-50.

Анализ геодинамических условий формирования месторождений нефти и газа на Сибирской платформе позволяет установить многофакторную роль дизъюнктивной тектоники в онтогенезе углеводородов (УВ). Многообразные факторы онтогенеза УВ, начиная от состава и скорости накопления материнских толщ, характера процессов генерации, направленности миграции, аккумуляции нефти и газа в нефтегазоносных залежах до их распределения и разрушения, в значительной мере контролируются дизъюнктивной тектоникой. Воздействие разломов на процессы онтогенеза осуществляется через структурный, вещественный, флюидодинамический факторы и закономерно изменяется во времени и пространстве. При этом следует отметить, что далеко не всегда эти факторы приносят положительную компоненту в онтогенез месторождений УВ.

По масштабам проявления и значимости все факторы в определенной мере условно можно условно разделить на три группы: глобальные, региональные и локальные.

**Глобальные факторы.** Общепризнанным является приуроченность большинства крупнейших нефтегазоносных бассейнов мира к пассивным континентальным окраинам древних кратонов и рифтам главным образом мезозойско-кайнозойского возраста. Если принять во внимание, что пассивные окраины формировались в результате деструкции континентальной коры, под влиянием восходящих мантийных потоков и представляют собой результаты существования некогда мощных рифтовых систем, развитие которых привело к раскрытию

океанов, то вполне реален тот факт, что большинство (87–95%) выявленных запасов углеводородов по современной статистике приурочено к пассивным окраинам континентов. Самые крупные в мире скопления УВ сконцентрированы в пределах длительно развивающихся (более 300 млн лет) пассивных окраин, например Персидской, Аляскинской и других, трансформированных столкновением плит в мел-кайнозойский этап развития.

Важнейшим событием в истории развития Сибирской платформы в ранне-рифейское время является раскрытие континентальных рифтов, положивших начало образованию рифейских осадочных бассейнов, немаловажное значение которых заключается в генерации нефтяных и газовых месторождений УВ. По мере своего развития внутриконтинентальные рифты трансформировались в океанические бассейны с центрами спрединга.

На зрелой (коллизийной) стадии развития рифтогенно-спрединговых бассейнов процессы сжатия приводили к становлению покровно-складчатых систем, разрушению первичных залежей нефти и газа и их миграции из зон сжатия в стабильные положительные структуры кратона, где и формировались зоны нефтегазоаккумуляции.

С двух сторон формирующегося океана возникали пассивные окраины континентов, представляющие собой фрагменты изначально рифтовых осадочных бассейнов. Многие осадочные бассейны мира (около 35%) так или иначе связаны с процессами рифтогенеза, определяющими не только

специфику их строения и развития, но и особенности условий нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

Образование рифтовых структур в условиях растяжения континентальной коры сопровождалось ее утонением, формированием блокового («клавишного») строения с перемежаемостью горстов и грабенов, дифференциацией процессов эрозии в первых и быстрого осадконакопления во вторых. Происходило поступление большого количества осадков и органического материала, повышение проницаемости отложений и активная циркуляция флюидов на фоне контрастных блоковых движений по глубинным разломам. Возрастал термотектонический прогрев, появилась активизация вулканической и гидротермальной деятельности. Все это создавало исключительно благоприятные условия для процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

Сибирский кратон находится почти в сплошном кольце рифтогенных структур самого разного возраста. На севере кратона расположен Енисей-Хатангский палеорифт мезозойского возраста (включающий одноименный нефтегазоносный бассейн), выделенный В.Е. Хаиным в 1984 г. С позиции тектоники плит палеорифт является следствием этапа континентального рифтогенеза и рассматривается как структура, сформированная над внутриконтинентальной рифтовой системой доюрского возраста. Состоит палеорифт из трех прогибов: Енисей-Хатангского, Анабаро-Хатангского и Лено-Анабарского. В составе бассейна выделено девять региональных и зональных резервуаров: шесть в юрских, два в нижнемеловых и один в верхнемеловых отложениях. Самой крупной и перспективной зоной является Танамо-Малохетский мегавал, где в меловых отложениях находятся наиболее крупные по запасам месторождения: Мессояхское, Южно- и Северо-Соленинское, Пеляткинское и другие.

Предверхоянский краевой прогиб является примером бассейна палеозой-

ской пассивной окраины вдоль восточного обрамления Сибирского кратона. Этот прогиб, расположенный в зоне сочленения Сибирской платформы с Верхояно-Колымской складчатой областью, протягивается в виде выпуклой к юго-западу дуги от низовий р. Лены до среднего течения р. Алдана. На востоке он граничит с надвинутыми на него северным и средним сегментами Верхоянского мегантиклинория. Дорифейский фундамент погружен на глубину от 5 до 10–15 км. Прогиб выполнен отложениями мезозоя: юры платформенного типа и мощными (до 4–5 км) тонкообломочными угленосными молассами нижнего и верхнего мела. На большей части его площади отложения залегают полого моноклинально и лишь в узкой внутренней зоне смяты в линейные складки. Прогиб осложнен системой надвиго-шарьяжных структур, типичных для краевых частей кратонов.

Открытые газоконденсатные месторождения расположены в Китчанской зоне надвиговых дислокаций. В разведанных месторождениях (Усть-Вилуиском и Собо-Хаинском) продуктивные горизонты приурочены к юрским отложениям.

Куюмбинский рифт на западе кратона также входит в систему рифтов Сибирской платформы, является высокоэнергетической и высокопроницаемой литосферной структурой, создающей оптимальные условия для транзита глубинных флюидных потоков и определяющей основные особенности процессов нефтегенеза в древних (верхне-протерозойских) толщах Байкитско-Катангского региона Восточной Сибири [1]. К этому рифту приурочен самый древний на планете (верхнепротерозойский) Куюмбинско-Юрубчено-Тохомский ареал (КЮТ) нефтегазонакопления, контролирующийся огромным трещинным массивом (природным мегарезервуаром), перекрытым плитным чехлом слабо деформированных венд-палеозойских пород, к которому приурочены гигантские месторождения нефти: Юрубчено-Тохомское,

Куюмбинское, Оморинское и другие. В геоструктурном отношении КЮТ находится в пределах Байкитской антеклизы, расположенной в западной части Сибирской платформы.

А.Э. Конторович на Сибирском кратоне выделяет три осадочных палеобассейна: Предпатомский, Байкитский, Лено-Вилуйский, которые исследователи связывают с крупными очагами генерации УВ. Палеобассейны, вероятно, являются частями единого Палеоазиатского океана, претерпевшего длительную эволюцию закрытия от рифея до перми. Процесс закрытия – «захлapyвания» – частей океана происходил постепенно при столкновении с мелкими плитами и разновозрастными аккреционными комплексами, что связано с продвижением Сибирского кратона на север с одновременным поворотом его с востока на запад [2]. Возможно, именно этим разновременным закрытием отдельных частей палеобассейнов объясняется и разный возраст сформировавшихся в них нефтегазоносных комплексов на Сибирской платформе [3].

На территории Байкитского палеобассейна выделяются три крупных палеоочага. На севере региона крупный Чуньско-Котуйский палеоочаг, где мощность рифейских пород достигает 5–7 км. К югу от него расположены еще два очага: Иркинеево-Ванаварский с мощностью рифейских отложений в центральной части 6–15 км, переходящий к западу в Енисейский региональный палеоочаг, связанный с мощными черносланцевыми толщами Енисейского кряжа (территориально совпадающем с регионом современного Енисейского кряжа). В региональном плане все эти палеоочаги окружали центральную часть Байкитской антеклизы – Камовский свод – в виде «подковы» с запада, юга и востока. Поэтому, по-видимому, именно здесь находится крупнейшая и самая древняя в мире Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления (месторождения Юрубченское, Куюмбинское, Оморинское и другие).

Иркинеевско-Чадобецкий авлакоген – рифт рифейского возраста, рассекающий юго-западную часть Сибирского кратона, выполнен карбонатными и терригенно-карбонатными отложениями верхов нижнего (?), среднего и верхнего рифея общей мощностью до 8–10 тыс. м, которые имеют мощный нефтегазогенерирующий потенциал. В главной магнитоактивной поверхности здесь отчетливо выделяются структуры первого порядка: Непско-Ботуобинская и Байкитская антеклизы, Катангская седловина, Присяяно-Енисейская (Ангаро-Ленская) синеклиза, Камовский свод, Ньюско-Джербинская впадина [4].

Крупной нефтегазоносной структурой является Непско-Ботуобинская антеклиза (НБА), залежи нефти и газа в которой сформировались в основном вследствие миграции УВ из Байкало-Патомской зоны – фрагмента рифейской пассивной окраины. Анализ результатов испытаний параметрических скважин также подтверждает выделение перечисленных региональных природных резервуаров – потенциальных дренажных систем, способствующих латеральной и вертикальной миграции УВ из погруженных зон их генерации, к которым относятся Предпатомский краевой прогиб, Присяяно-Енисейская и Курейская синеклизы и Иркинеево-Чадобецкий авлакоген-рифт [5].

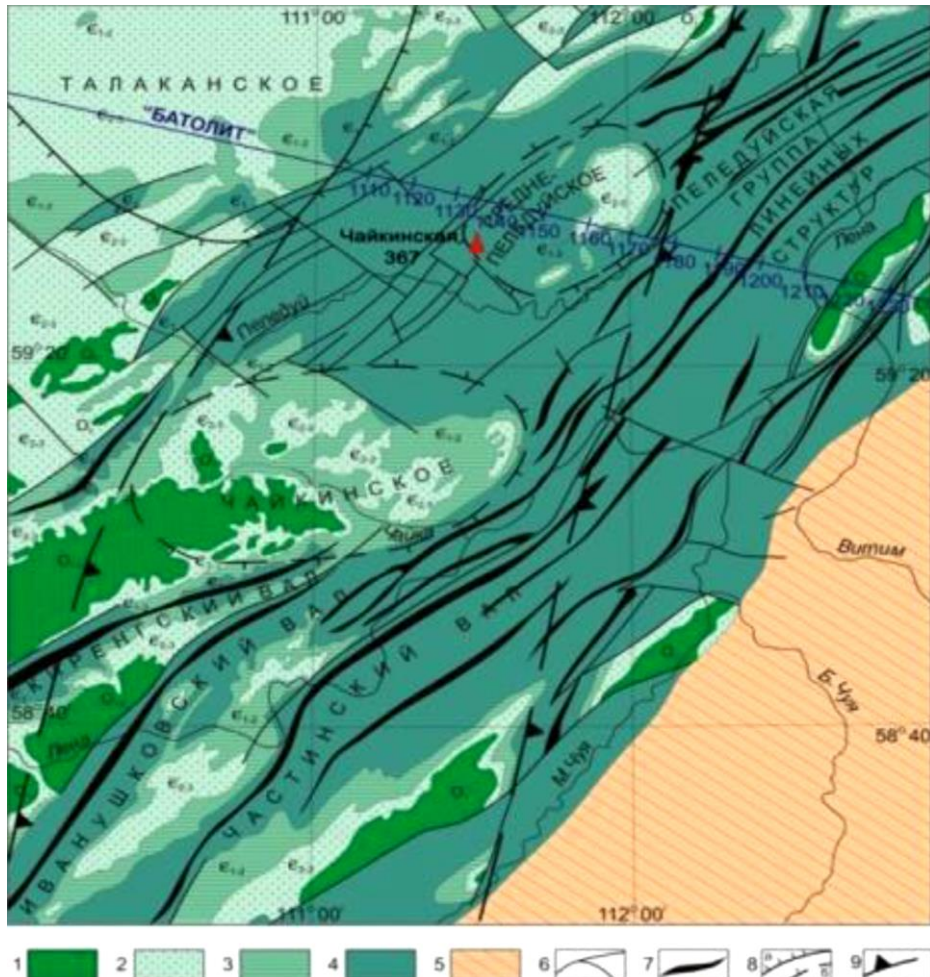
Предпатомский региональный прогиб (ППП) обрамляет с запада, севера и востока Байкало-Патомское нагорье. Он является основной областью питания УВ месторождений НБА и частью транзитной территории, через которую осуществлялась миграция УВ из Байкало-Патомского палеобассейна [6].

Несомненный интерес в отношении генезиса УВ представляет Чайкинское месторождение, приуроченное к одноименной кольцевой (или в виде подковы) структуре, расположенной в зоне сочленения НБА и ППП, в 80 км к юго-востоку от Талаканского месторождения. Открытая часть этой кольцевой структуры обращена на северо-запад.

Площадь поднятия –  $32 \times 27 \text{ км}^2$ , амплитуда – 100 м. Структурная карта по кровле терригенных отложений представлена на рис. 1. Известно, что основные перспективные горизонты в этом регионе связаны с подсолевыми карбонатно-терригенными отложениями венда и кембрия [6].

На схеме отчетливо видно, что Чайкинская кольцевая структура, окруженная орогенными сооружениями, расположена на пути миграции УВ из ПРП в сторону НБА и служит для них непреодолимым препятствием. Как уже упоминалось, ПРП является палеоочагом генерации УВ. «В силу этих причин здесь в течение геологической истории сформировалась автономная флюидодинамическая система, способствующая сбору и

сохранению фазообособленных УВ» [6]. Сотрудниками СНИИГИМСа А.И. Ларичевым с соавторами в 2004 г. на территории НБА в кровле кристаллического фундамента описаны своеобразные структуры, названные ими «микрограбенами», которые маркируют разрывные нарушения в кровле фундамента, образовавшиеся в эпоху тектонического растяжения, связанного с формированием рифейской пассивной окраины кратона. Они сопровождалась «малоамплитудными тектоническими перемещениями, тектоническими брекчиями и перемятостью пород, а также вертикальной слоистостью (кливаж?), общей повышенной трещиноватостью, а также следами гидротермальной деятельности».



**Рис. 1. Обзорная структурная схема Чайкинско-Пеледуйской зоны Предпатомского прогиба:**  
 1–4 – отложения: 1 – ордовика, 2 – среднего-верхнего кембрия; 3 – нижнего – среднего кембрия;  
 4 – нижнего кембрия; 5 – Байкало-Патомское нагорье, 6 – разрывы, 7 – оси линейных складок;  
 8 – поднятия: (а) – доказанные, (б) – предполагаемые;  
 9 – границы Чичикано-Хамакинской рифтовой зоны [1]

**Региональные факторы.** Разломно-блоковая тектоника растяжения земной коры под действием астеносферных мантийных плюмов обуславливает формирование мозаичной системы разломов разных масштабов, направлений и рангов и определяет «клавишное» сочетание горстов и грабенов. Первые из них впоследствии служат поставщиками осадочного материала в результате интенсивной эрозии, а вторые – бассейнами осадконакопления и связанными с ними очагами генерации УВ как структурами, контролирующими аккумуляцию и последующее преобразование органического вещества.

В результате взаимодействия вышеперечисленных факторов на юге Сибирской платформы выделяется несколько поясов повышенного содержания скоплений нефти и газа, соединяющихся в сводовой части Непско-Ботуобинской антеклизы. Основной из них образует полукольцо вокруг Байкало-Патомского нагорья. Он представлен четко выраженной цепью скоплений УВ, в которую входят Ковыктинское, Марковское, Ярактинское, Аянское, Дулисьминское, Даниловское, Верхнечонское, Тымпучиканское, Чаяндинское, Среднеботуобинское, Хотого-Мурбайское, Тас-Юряхское, Иктехское, Верхневилучанское, Вилуйско-Джербинское и Бысахтаское месторождения. Генезис пояса определялся преимущественно разгрузкой флюидов, выжимаемых со стороны ПРП в период шарьяжеобразования. ПРП обрамляет с запада, севера и востока Байкало-Патомское нагорье и является основной областью питания УВ месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы и частью транзитной территорией, через которую осуществлялась миграция УВ из Байкало-Патомского палеобассейна.

Второй пояс, субширотный в региональном плане, близок к выявленному ранее «главному поясу нефтеносности», включающему Байкитскую, Непско-Ботуобинскую антеклизы и разделяющую их Катангскую седловину – это

Оморинское, Юрубчено-Тохомское, Собиновское, Пайгинское и другие месторождения. Третий – меридиональный, в состав которого входят Тас-Юряхское, Нелбинское, Маччобинское, Иреляхское и другие месторождения УВ.

Важно отметить, что древние нефти Сибирской платформы Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклиз принадлежат к разным очагам нефтидообразования. Оценка генетической принадлежности нефтей доказала, что УВ Байкитской антеклизы генетически связаны с Енисей-Байкитским очагом нефтидообразования, а нефти в месторождениях Непско-Ботуобинской антеклизы – с Байкало-Патомским очагом и Катангской седловиной. Эта гипотеза была основана на геохимических особенностях распределения тетра- и пентациклических биомаркеров [7].

**Локальные факторы.** Разломы разных рангов, масштабов и морфологии играют самые разнообразные роли в онтогенезе УВ. Они участвуют в формировании различных типов ловушек, изменении их структурных планов и перестроении, являются и причинами их разрушения; служат путями миграции и перетоков флюидов из автохтона в аллохтон; приводят к сдвиганию нефтегазоносных горизонтов, их засолонению и дилатансии; являются причиной аномально низких пластовых давлений (АНПД), служат источниками теплового прогресса осадочных толщ.

Вот некоторые примеры. Известно, что Сибирская платформа со всех сторон окружена складчатыми областями и почти везде зоны сочленения с ними имеют преимущественно шарьяжно-надвиговое строение со смещением структур в сторону платформы. Возраст шарьяжно-надвиговых дислокаций меняется от каледонид (Саяно-Байкальское обрамление) до герцинид (Енисейский кряж, Таймыр) и поздних мезозой (Предверхоаянский краевой прогиб, южное обрамление Алданского щита, Ангарский надвиг, Присаянье). Этапы их формирования связаны с

обстановками мощных горизонтальных тектонических сжатий.

НБА имеет чешуйчато-блоковое строение, обусловленное чередованием горстообразных выступов фундамента – надвиговых пластин и грабенообразных прогибов – поднадвиговых зон [7]. Бурением подтверждено наличие надвиговых структур в глубоких горизонтах внутренних частей Сибирской платформы.

В результате интерпретации геолого-геофизических данных с позиции чешуйчато-надвиговой тектоники в зонах сочленения НБА и ПРП выявляется сдвигание продуктивных горизонтов по надвиговым поверхностям в целом ряде нефтегазоносных площадей: Мурбайской, Пилюдинской, а также Междуречинской, Дулисьминской и Аянской площадей (рис. 2). На Ковыктинской площади (Ангари-Ленская ступень) двумя скважинами вскрыты две тектонические пластины кристаллосланцев и кварцито-подобных пород возрастом 2,5–2,6 млрд лет, разделенных рифей-вендскими отложениями. На Аянской площади после шестиметрового блока гранитов вскрыт обычный осадочный разрез терригенных отложений, ниже которого находятся породы фундамента.

На схематичных геологических разрезах Даниловского месторождения НБА, приуроченного к структуре складчато-надвиговых дислокаций в зоне сочленения Сибирской платформы с Байкало-Патомским нагорьем, хорошо видны разномасштабные смещения по разрывным нарушениям различного характера (рис. 3).

На схематичных геологических разрезах Даниловского месторождения НБА, приуроченного к структуре складчато-надвиговых дислокаций в зоне сочленения Сибирской платформы с Байкало-Патомским нагорьем, хорошо видны разномасштабные смещения по разрывным нарушениям различного характера (рис. 3).

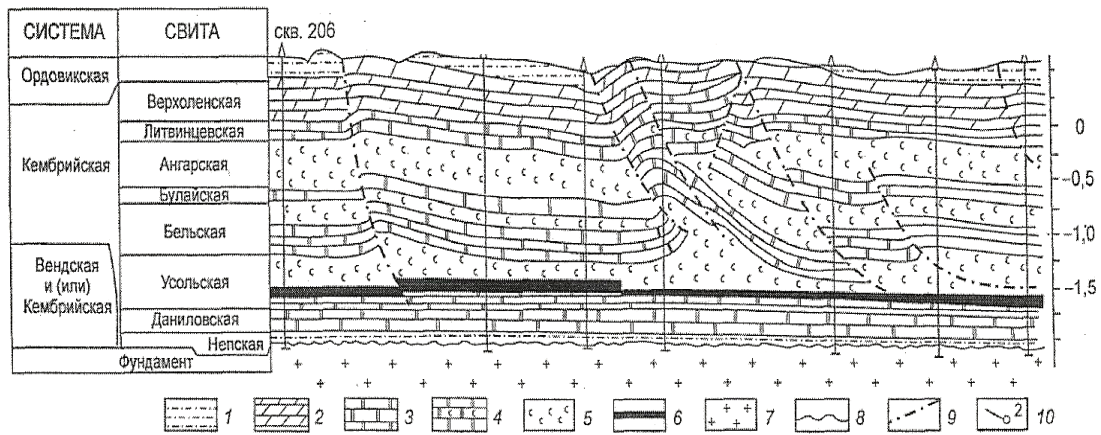


Рис. 2. Геологический разрез через Междуреченскую, Дулисьминскую и Аянскую площади юго-западной части Непско-Ботубунинской антеклизы (по Шемину, 1988):

1–7 – породы: 1 – терригенные, 2 – терригенно-карбонатные, 3 – карбонатные, 4 – карбонатные с выщелоченными солями, 5 – преимущественно галогенные, 6 – долериты; 7 – породы фундамента; 8 – перерывы в осадконакоплении; 9 – надвиги; 10 – скважины

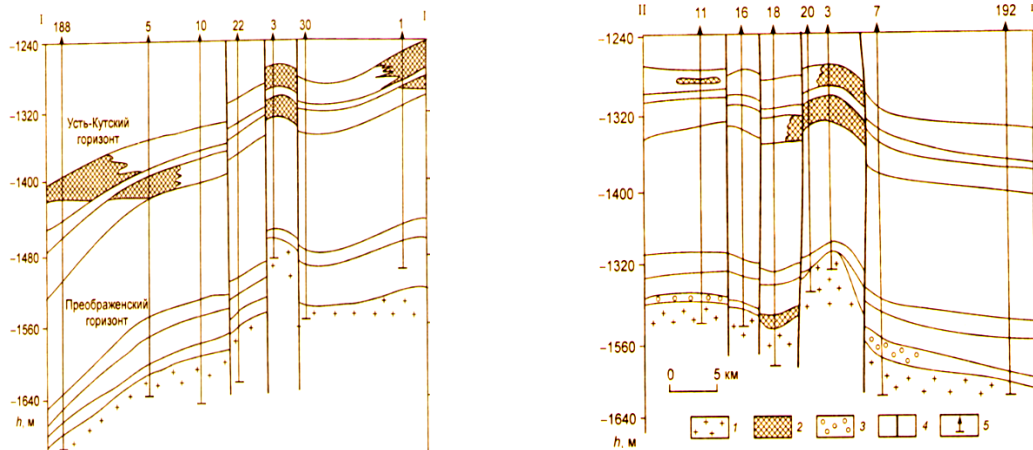


Рис. 3. Геологическое строение Даниловского месторождения:

1 – фундамент; 2 – нефтяная залежь; 3 – газоконденсатная залежь; 4 – разломы; 5 – скважины

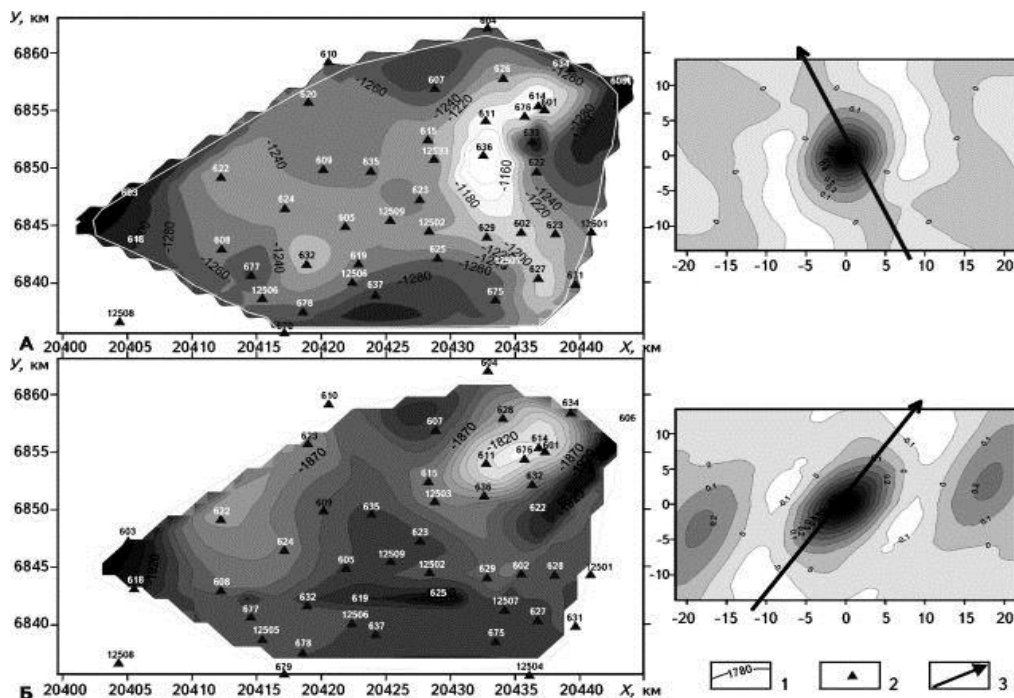
Изменение локальных структурных планов залежей по ориентации разломов на ряде месторождений Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (Верхневилучанское, Вилуойско-Джербинское, Иктехское, Таас-Юряхское) отмечал А.Г. Берзин: «Локальные структурные планы залежей в карбонатных породах нижнего кембрия азимутально развернуты по отношению к структурному плану терригенных пород венда и унаследуют простирание активизированных разломных систем» [2]. Особенностью этого соотношения служит то, что для многопластовых залежей структурные ловушки в карбонатных породах нижнего кембрия имеют северо-северо-западное простирание, а в терригенных породах венда – субмеридиональное или северо-северо-восточное (рис. 4).

При преобладании сдвиговой составляющей разломы формируют различные типы ловушек УВ: структурных, литологических, стратиграфических.

Иногда наблюдаются образование вторичных залежей в результате

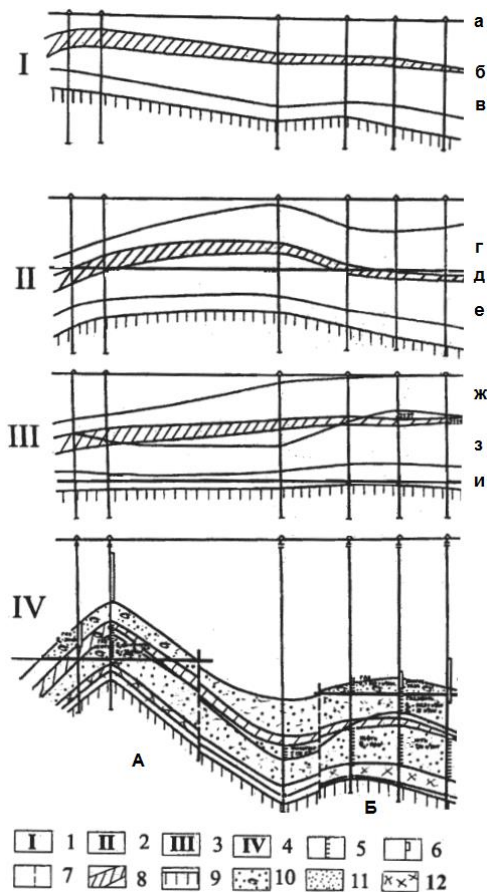
перетоков по разрывным нарушениям. А.В. Мигурский описывает залежь УВ в аллохтоне (в бельской свите), как вторичную, образовавшуюся путем перетока из осинского пласта (автохтона) через взброснадвиг, послуживший проводником УВ [6]. О путях перетока жидких и газовых флюидов, которыми могут служить разрывные структуры, разрушающие ловушку, упоминал в своих работах и А.С. Барышев [8].

Как отмечают исследователи, распределение коллекторов и не-коллекторов, как правило, определяется не столько литологическим фактором, сколько наличием отдельных блоков залежей, обусловленных тектоническими нарушениями. Результатом проведенных реконструкций было установление наличия единой древней залежи для Маччобинской и Ирреляхской площадей. Блочное строение залежей (рис. 5) подтверждается также различными уровнями флюидных контактов (ГНК, ГВК, ВНК) в блоках, а также отсутствием гидродинамической связи между их отдельными частями [9].



**Рис. 4. Структурные планы и двухмерные функции автокорреляции по продуктивным юряхскому Ю-1 (юряхская свита нижнего кембрия (А) и харыстанскому (харыстанская свита венда) (Б) горизонтам Верхне-Вилучанского месторождения: 1 – скважины глубокого бурения, вскрывшие пласты; 2 – изогипсы глубины залегания продуктивного горизонта, м; 3 – направление простирания двухмерной функции автокорреляции [2]**





**Рис. 5. Палео- (I, II, III) и современное положение (IV) газонефтяной залежи в венд-кембрийских терригенных отложениях Ирелях-Маччобинского месторождения:**

1 – положение палеоструктуры на начало отложения доломитов; 2 – положение палеозалежи (I древний ВНК); 3 – положение палеозалежи (II древний ВНК); 4 – современное положение залежей (А – Маччобинская, Б – Иреляхская); 5 – интервал испытаний в колонне; 6 – интервал испытаний в открытом стволе; 7 – тектоническое нарушение по данным сейсмоки; 8 – перемычка между ботубобинским и улаханским горизонтами; 9 – породы фундамента; 10 – газовый коллектор; 11 – нефтяной коллектор; 12 – зона «запечатки» [10]; а – подошва доломитов, б – ботубобинский горизонт, в – улаханский горизонт, г – ботубобинский горизонт, д – древний ВНК, е – улаханский горизонт, ж – ботубобинский горизонт, з – улаханский горизонт, и – ботубобинский горизонт

Еще одной проблемой при освоении углеводородных ресурсов Сибирской платформы является наличие на большей части региона залежей с АНПД, что связано с многочисленными тектоническими нарушениями и внедрением

интрузивных тел различного возраста [10]. При этом в условиях безнапорных гидрогеологических систем, названных «телионными», формируется нисходящая фильтрация пластовых вод, быстрое «залечивание» проводящих каналов, что является положительным фактором сохранности залежей УВ.

Практически все месторождения юга Сибирской платформы характеризуются сильной тектонической раздробленностью – дилатансией пород, являющейся результатом надвигообразования. Особенно интенсивному раздроблению подвергались на отдельных участках карбонатные породы, характеризующиеся повышенной трещиноватостью, в результате чего в них сформировались вторичные коллекторы (Марковское, Пилюдинское месторождение и др.). Часто разломы разделяют залежи различного фазового состояния, находящиеся на одном гипсометрическом уровне (Верхнечонское, Среднеботубобинское месторождения и др.).

Немаловажную роль играют разломы в процессе засоления коллекторов месторождений УВ. Известно, что разломы служат путями проникновения трапповых тел. Л.А. Барышев [8] отмечает пространственное совмещение зон интенсивного внедрения трапповых тел с зонами засоления. Трапповые тела, «залечивая» Могинско-Ленский и Тымпычано-Ботубобинский разломы на Верхнечонском месторождении, вызывают прогрев осадочного чехла, что приводит к резкому увеличению растворимости солей и формированию рассолов с высокой минерализацией. Рассолы, более плотные, чем флюиды, проникая в поровые пространства коллекторов, вытесняют наверх материнский флюид в порах коллекторов, а понижение температуры приводит к процессу засоления последних при выпадении солей (галита и сульфатов). Временной интервал протекания этого процесса весьма широк, но наиболее интенсивное и масштабное засоление отмечено в пермотриасовый период.

Подводя итог вышеизложенному, можно констатировать, что дизъюнктивная тектоника в самых разных масштабах ее проявления – глобальных, регио-

нальных и локальных – через структурный, вещественный, флюидодинамический контроль играет очень важную роль в онтогенезе УВ.

### Библиографический список

1. Харахинов В.В., Шлэнкин С.И., Зерненинов В.А. Нефтегазоносность докембрийских толщ Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2011. № 11. С. 1–31.

2. Берзин Н.А., Колман Р.Г., Добрецов, Н.Л. Геодинамическая карта западной части Палеоазиатского океана // Геология и геофизика. 1993. № 7–8. С. 17.

3. Рапацкая Л.А., Иванов А.Н. Геодинамические критерии формирования месторождений нефти и газа пассивных континентальных палеоокраин // Вестник ИрГТУ. 2008. № 2. С. 9–15.

4. Буш В.А. Строение Иркинеевско-Чадобецкого авлакогена по данным комплексных аэрогеофизических съемок // ГНПП «Аэрогеофизика». Современные аэрогеофизические методы и технологии. 2009. Вып. 1. Т. 1. С. 143–153.

5. Берзин А.Г., Рудых И.В., Берзин С.А. Особенности формирования многопластовых залежей углеводородов месторождений Непско-Ботубинской

антеклизы // Геология нефти и газа. 2006. № 5. С. 14–21.

6. Мигурский А.В., Старосельцев В.С., Мельников Н.В. [и др.]. Опыт изучения Чайкинского поднятия – нового объекта нефтегазопромысловых работ на Сибирской платформе // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2010. № 4. С. 14–25.

7. Изосимова А.Н., Чалая О.Н. Реликтовые углеводороды в органическом веществе и нефтях Западной Якутии. Новосибирск: Изд-во СО АН СССР, Ин-та геологии, 1989. 123 с.

8. Барышев Л.А., Барышев А.С. Многопараметровая физико-геологическая модель Верхнечонского газоконденсатно-нефтяного месторождения // Геология нефти и газа. 1990. № 4. С. 46–54.

9. Юрова М.П., Томилова Н.Н. Разломно-блоковые модели залежей углеводородов Мирнинского свода Непско-Ботубинской антеклизы // Вести газовой науки. 2009. № 1 (9). С. 139–146.

### References

1. Kharakhinov V.V., Shlenkin S.I., Zerneninov V.A. Neftegazonosnost' dokembriiskikh tolshch Kuyumbinsko-Yurubcheno-Tokhomskogo areala neftegazonakopleniya [Oil and gas content of Precambrian strata of the Kuyumbinskoye-Yurubcheno-Tokhomskiy area of oil and gas accumulation]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies*, 2011, no. 11, pp. 1–31.

2. Berzin N.A., Kolman R.G., Dobretsov, N.L. Geodinamicheskaya karta zapadnoi chasti Paleoaziatskogo okeana [Geodynamic map of the western part of the Paleo-Asian ocean]. *Geologiya i geofizika*

= *Geology and Geophysics*, 1993, no. 7–8, pp. 17.

3. Rapatskaya L.A., Ivanov A.N. Geodinamicheskie kriterii formirovaniya mestorozhdenii nefti i gaza passivnykh kontinental'nykh paleookrain [Geodynamic criteria of oil and gas field formation in passive continental paleomargins]. *Vestnik IrGTU = Proceedings of Irkutsk State Technical University*, 2008, no. 2, pp. 9–15.

4. Bush V.A. Stroenie Irkineevsko-Chadobetskogo avlakogena po dannym kompleksnykh aerogeofizicheskikh s"emok [The structure of Irkineevsko-Chadobetskiy aulacogen according to the data of comprehensive airborne geophysical surveys].

GNPP «Aerogeofizika». *Sovremennye aerogeofizicheskie metody i tekhnologii = GNPP "Aerogeophysica". Modern airborne geophysical methods and technologies*, 2009, V. 1, I. 1, pp. 143–153.

5. Berzin A.G., Rudykh I.V., Berzin S.A. Osobennosti formirovaniya mnogoplastovykh zalezhei uglevodorodov mestorozhdenii Nepsko-Botuobinskoj anteklizy [Formation features of hydrocarbon multilayer deposits of the Nepa Botuoba anticline]. *Geologiya nefi i gaza = Geology of oil and gas*, 2006, no. 5, pp. 14–21.

6. Migurskii A.V., Starosel'tsev V.S., Mel'nikov N.V. Opyt izucheniya Chaikinskogo podnyatiya – novogo ob'ekta neftegazoposkovykh rabot na Sibirskoi platforme [The experience of studying the Chaikinsky upheaval as a new object of oil and gas exploration in the Siberian Platform]. *Neftegazovaya geologiya Teoriya i praktika = Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies*, 2010, no. 4, pp. 14–25.

7. Izosimova A.N., Chalaya O.N. *Reliktovye uglevodorody v organicheskom veshchestve i neft'yakh Zapadnoi Yakutii* [Relic hydrocarbons in the organic matter and oils of Western Yakutia]. Novosibirsk, SO AN SSSR, In-t geologii Publ., 1989. 123 p.

8. Baryshev L.A., Baryshev A.S. Mnogoparametrovaya fiziko-geologicheskaya model' Verkhnechonskogo gazokondensatno-neftyanogo mestorozhdenii [A multi-parameter physical and geological model of a gas condensate oil field]. *Geologiya nefi i gaza = Geology of oil and gas*, 1990, no. 4, pp. 46–54.

9. Yurova M.P., Tomilova N.N. Razlomno-blokovye modeli zalezhei uglevodorodov Mirninskogo svoda Nepsko-Botuobinskoj anteklizy [Fault-block models of hydrocarbon deposits in the Mirny arch of the Nepa Botuoba anticline]. *Vesti gazovoi nauki = Gas Science News*, 2009, no. 1 (9), pp. 139–146.

*Статья поступила 15.01.2016 г.  
Article received 15.01.2016.*