

УДК 551.248.1:553.98(261.24)

Отмас А.А.Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет) им. Г.В. Плеханова, Санкт-Петербург, Россия, Otmasa@yandex.ru

КОМПЛЕКСНЫЙ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ЛОКАЛЬНЫХ НЕФТЕПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ НА ПРИМЕРЕ КРАВЦОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На примере Кравцовского нефтяного месторождения, расположенного на шельфе Балтийского моря, анализируются условия формирования локальных нефтеперспективных объектов в Калининградском регионе. При изучении истории тектонического развития локальных структур в основу исследований положен метод анализа мощностей, который является одним из важнейших методов палеотектонических исследований, позволяющих дать не только качественную, но и количественную оценку тектонических движений.

Результаты проведенных палеотектонических исследований подтверждают длительную историю формирования ловушек нефти доминирующего комплекса, связанную с тектоническим развитием всего Калининградского региона. Основной этап формирования потенциально нефтеперспективных структур приходится на заключительную стадию каледонского тектогенеза.

Ключевые слова: Калининградский регион, Балтийская нефтеносная область, палеотектонический анализ, нефтеперспективные структуры, тектоника, локальные поднятия, ловушки.

Калининградская область по основным показателям поисково-разведочных работ и разработке открытых месторождений углеводородного сырья относится к так называемым «старым» регионам, находящимся на заключительной стадии освоения ресурсной базы. Характерными для таких регионов являются падающая добыча углеводородов, неуклонное снижение эффективности ГРП, воспроизводства запасов, увеличение удельных затрат на подготовку 1 т запасов и снижение прироста запасов на 1 м поисково-разведочного бурения [Синичка, 1997].

По прогнозам, к 2020 г. добыча нефти по всем открытым к настоящему времени месторождениям на территории Калининградской области упадет до 80-90 тыс.т. (возможно до 100-150 тыс. т), т.е. почти на порядок (без учета шельфа) [Десятков, Отмас, Сирык, 2006].

В тоже время, стоит отметить, что, несмотря на высокую изученность региона и выработанность месторождений, Балтийская нефтеносная область по-прежнему остается одной из перспективных областей России. Это подтверждается вводом в эксплуатацию все новых месторождений, достаточно стабильными до последнего времени объемами геологоразведочных работ (сейсморазведка и поисковое бурение), внедрением новейших технологий, модернизацией уже существующей материальной базы. Развитая

инфраструктура, высокая цена на нефть и наличие рынков сбыта способствуют освоению все более мелких месторождений [Макаревич, 2004].

Добыча нефти в Калининградской области ведется с 1975 г. Максимальные объемы (1,5 млн. т в год) приходились на середину 80-х гг. прошлого столетия, сейчас годовая добыча нефти на суше находится на уровне 0,6 млн. т. На шельфе Балтийского моря добыча нефти начата в 2004 г. с запуском в эксплуатацию Кравцовского месторождения. Сейчас разработка месторождения вступила в стадию стабильных отборов с уровнем добычи около 850-870 тыс. т нефти в год.

Теоретические аспекты и практическое применение методики палеотектонического анализа

Известно, что тектоника является одним из основных факторов нефтегазоносности, поскольку именно тектонические движения определяют условия, в которых протекают процессы нефтегазообразования и формирования залежей нефти и газа, т.е. процессы генерации, миграции, аккумуляции и консервации залежей.

В тектоническом плане исследуемая территория Калининградской области и прилегающая к ней акватория Балтийского моря приурочены к Балтийской синеклизе Восточно-Европейской платформы. Тектоника во многом определяет условия онтогенеза залежей нефти и газа, включая процессы генерации, миграции, аккумуляции и консервации углеводородов.

Комплексное изучение структурных ловушек нефти и газа включает и их палеотектонический анализ. Анализ тектонического развития региона и локальных объектов – это неотъемлемая часть геологического изучения любого региона.

Цель палеотектонических исследований локальных поднятий – изучение истории их развития как потенциальных структурных ловушек и залежей углеводородов. Определение времени формирования ловушек и характера их развития в сопоставлении с условиями генерации и миграции углеводородов в регионе позволяет анализировать процессы формирования залежей и их последующую сохранность, изменение аккумуляционных возможностей. В основу палеотектонических исследований был положен метод анализа мощностей, который позволяет дать не только качественную, но и количественную оценку тектонических движений.

Решающая роль тектонического фактора в формировании платформенных толщ прямо следует из анализа разрезов платформенных отложений [Нейман, 1974].

Основными объектами поиска нефти в регионе являются локальные структуры кембрийского нефтеносного комплекса. Резервный фонд структур на суше насчитывает более 50 объектов, на шельфе – около 30 объектов разной степени подготовленности и размеров.

Величина локализованных ресурсов нефти в силу геологических и объективных причин не позволяет длительное время обеспечивать воспроизводство запасов только за счет подготовленных к бурению объектов, а требует выявления новых перспективных нефтегазоносных структур. Отсюда возрастание требований к эффективности геологоразведочных работ, повышению точности прогноза, которые во многом зависят от выявления закономерностей формирования и размещения залежей нефти в регионе.

Для детального анализа выбрана структура D6 (Кравцовское месторождение) на шельфе Балтийского моря (рис. 1). Выбор морского объекта не случаен, поскольку в последнее время все большее внимание в регионе обращается в сторону шельфа Балтики.

Как уже отмечалось, анализ мощностей правомерен не только при региональных исследованиях, но и в отношении как малых мощностей (15-20 м), так и малых территорий (начиная с первых сотен метров) [Нейман, 1974]. Этот вывод можно непосредственно отнести к локальным структурам рассматриваемого региона.

В настоящее время из существующих вариантов метода анализа мощностей наибольшее распространение получили:

- метод изопахических схем и их сочетания;
- метод палеотектонических профилей (профилей выравнивания);
- построение графиков роста структур.

И если первые два метода практически универсальны (хотя и у них есть своя специфика), то на последнем методе (более простом для построений) следует остановиться подробнее.

Проводя анализ развития структуры по ограниченному числу точек (скважин), особое внимание следует уделять учёту региональных палеоуклонов. В пределах исследуемой территории при малой амплитуде и контрастности структур последние могут оказывать весьма существенное влияние на формирование и развитие локальных поднятий. Первая скважина для исследований берется, естественно, в своде структуры, а уже далее, для корректности построений необходимо, чтобы вторая скважина располагалась на крыле, обращённом в сторону регионального палеовоздымания; в этом случае региональные уклоны будут скомпенсированы.

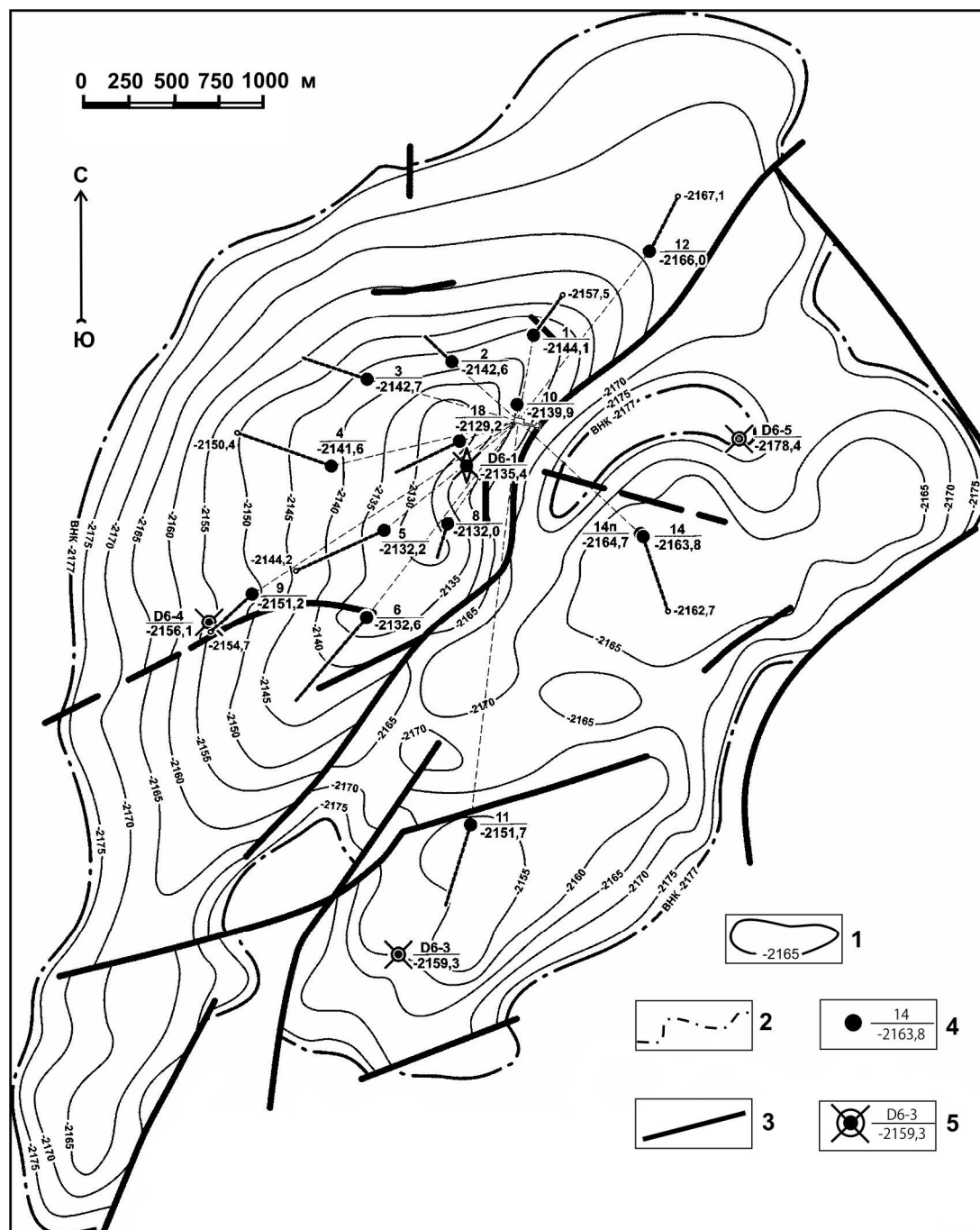


Рис. 1. Структурная карта по кровле продуктивного горизонта (средний кембрий) Кравцовского нефтяного месторождения [Десятков, Кузилов, 2007]

1 – изогипсы по кровле продуктивного горизонта (средний кембрий); 2 – линии ВНК; 3 – тектонические разломы. Скважины: 4 – наклоннонаправленные эксплуатационные; 5 – вертикальные поисковые (в числителе – номер скважины; в знаменателе – абсолютная отметка, м).

При анализе палеоструктурных построений амплитуда роста структур определялась исходя из регионального наклона поверхности репера к рассматриваемому времени. Так, в девонское время наклон территории был в северном направлении и амплитуда кембрийской структуры к этому времени определялась разницей между отметками, вскрытыми самой южной и сводовой скважинами в пределах структуры, а в силурийское и мезозойское время

направление наклона поверхности было юго-западное, и амплитуда определялась по восточной на широтных и по северной скважине на субмеридиональных структурах. Величина амплитуды некоторых структур, определенная по палеопрофилю, не является истинной ввиду несовпадения положения контролирующих скважин с критической точкой замков структур. В таких случаях амплитуды палеоструктур не являются абсолютными и показывают лишь относительный рост структур во времени. Предполагалось также, что в пределах исследуемой структуры литологический состав пород по латерали постоянен, и их литификация происходила при равномерном уплотнении.

В наклонно-направленных скважинах (особенно в скважинах с большими смещениями ствола от устья) определение истинных мощностей комплексов затруднено, и они могут быть в значительной мере искажены. Поэтому в настоящих исследованиях использованы данные (стратиграфические разбивки) лишь по поисковым скважинам, вертикально пробуренным на структуре D6.

Проведенные исследования и основные полученные результаты

В качестве исследуемой структурной поверхности выбрана кровля среднекембрийских продуктивных песчаников. По профилям поисковых скважин составлены графики роста структуры D6 (рис. 2), на которых наглядно отображается изменение амплитуды структуры - превышение отметок кровли кембрийских отложений в своде структуры над отложениями того же возраста на ее крыле - в различные отрезки геологического времени.

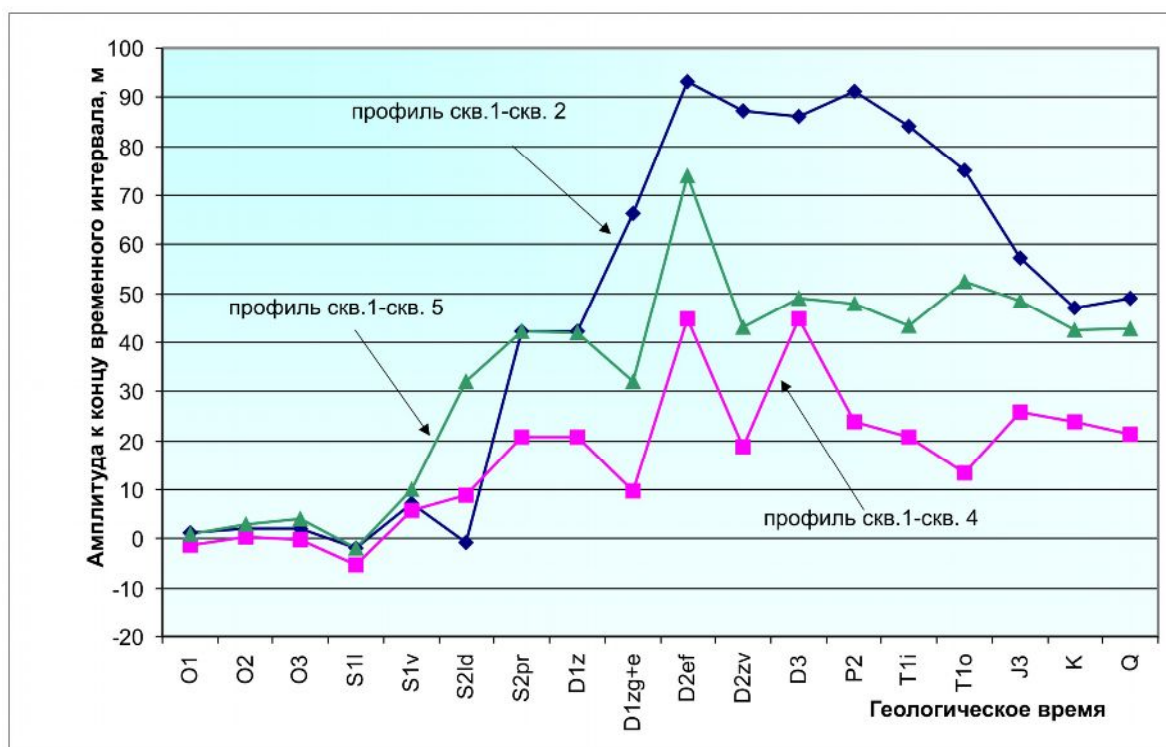


Рис. 2. Графики роста структуры D6 по профилям поисковых скважин

На графике результирующей амплитуды (рис. 3) хорошо видно, что максимальный рост структуры приходится на конец каледонского этапа. С пржидольского времени позднего силура по жединское время раннего девона (S_{2pr} - D_{1z}) рост складки составил 22 м, и ее амплитуда достигла 35 м. В начале герцинского этапа (до D_{2ef}) наблюдалась унаследованность роста, и к концу живетского времени структура достигла своего исторического максимума по амплитуде, который составил порядка 71 м.

В последующее время после живетского века среднего девона (т.е. практически весь герцинский и альпийский этапы развития) структура существовала, но амплитуда ее несколько уменьшалась.

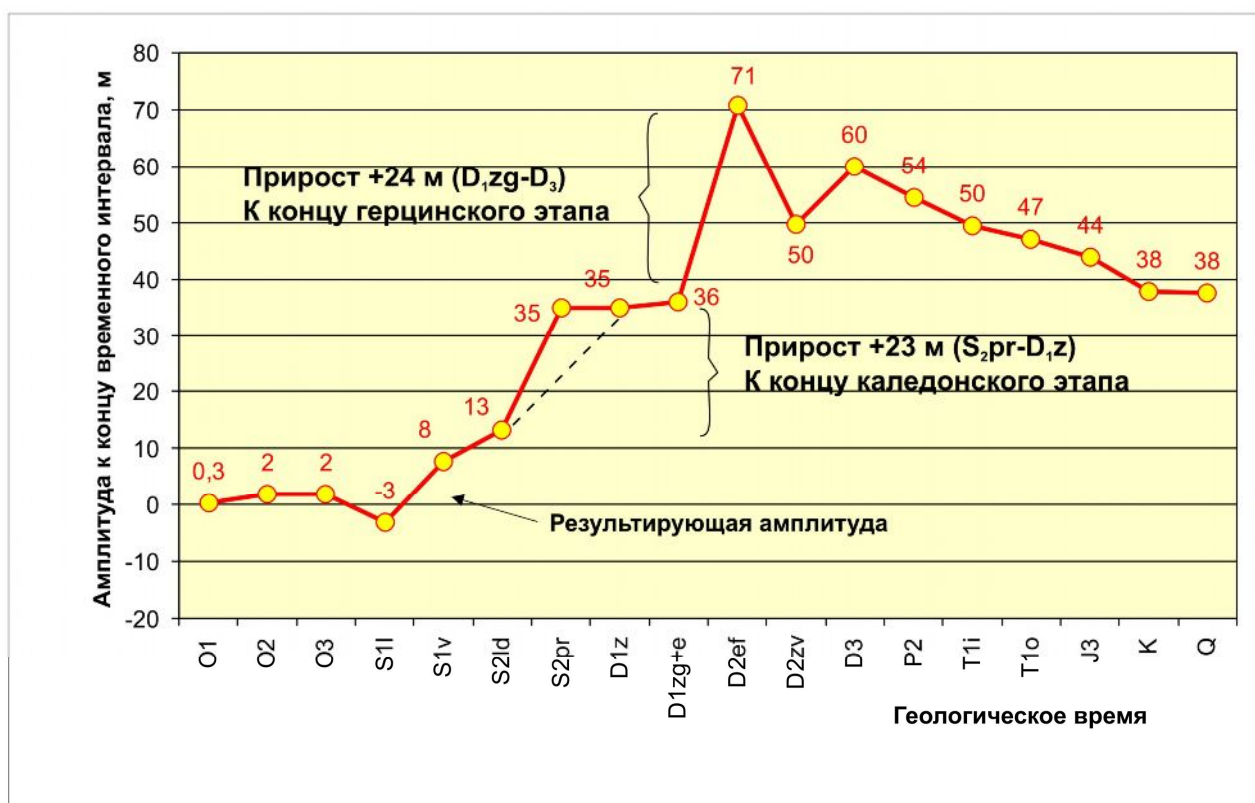


Рис. 3. Осредненный график роста структуры D6

Далее рассмотрим результаты, полученные по двум другим методам палеотектонического анализа.

Метод палеопрофилей

Палеотектонический профиль – это профильное изображение мощностей какого-либо горизонта или суммы горизонтов. Построение его ведется путем откладывания вниз от горизонтальной линии величины соответствующих мощностей пород. Именно в этом методе наиболее ярко отражается теоретическая основа всей методики в целом, так как при такого

рода построениях изображается «нулевая поверхность», которая в других методах непосредственно не присутствует [Нейман, 1974].

Для определения этапов максимального роста структуры D6, по профилям поисковых скважин были выполнены палеотектонические построения (рис. 4, 5).

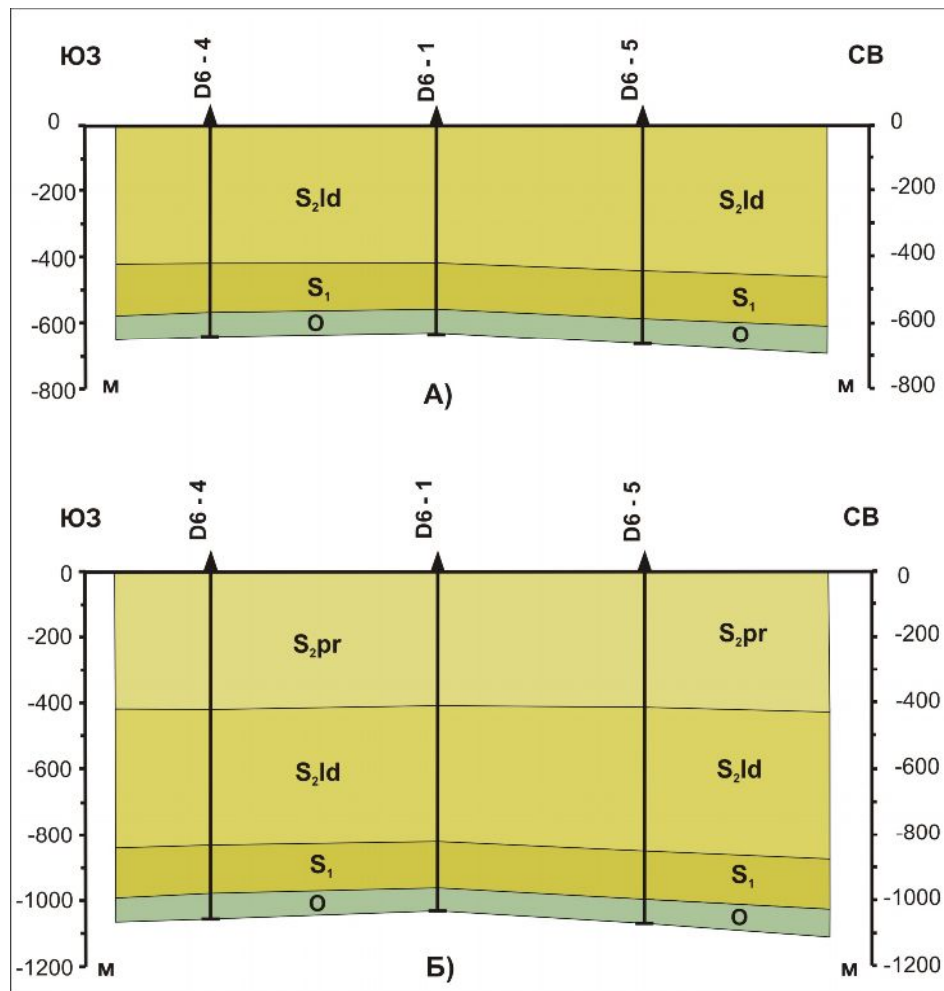


Рис. 4. Палеотектонические профили через структуру D6

А - положение кровли кембрийских отложений к началу пржидольского века позднего силура

Б - положение кровли кембрийских отложений к началу среднедевонского времени

Анализируя поэтапное развитие структуры по поверхностям выравнивания, можно наблюдать подтверждение полученных ранее выводов о развитии структуры D6. Также отчетливо наблюдается заметный рост структуры в конце каледонского этапа развития (пржидольское время позднего силура – жединский век раннего девона). В начале зигенского века раннего девона, выделяемого по подошве кемерской свиты, здесь уже существовала достаточно крупная структурная ловушка в среднекембрийском комплексе, способная аккумулировать углеводороды. И хотя глубина погружения нижнепалеозойских отложений (около 1300 м) в районе структуры в этот период была недостаточна для генерации нефти на месте осадконакопления («in site»), в ловушку могла скапливаться нефть, мигрировавшая с

юго-запада из более глубокопогруженных районов Балтийской синеклизы. На продолжении всего последующего развития структуры ее сколь либо существенного расформирования не наблюдалось. На современном профиле через структуру D6 обращает на себя внимание практически горизонтальный уровень подошвы кемерской свиты нижнего девона (рис. 5), который в сейсмоструктурных построениях на соседних с Кравцовским месторождением площадях можно, по-видимому, использовать в качестве поверхности выравнивания.

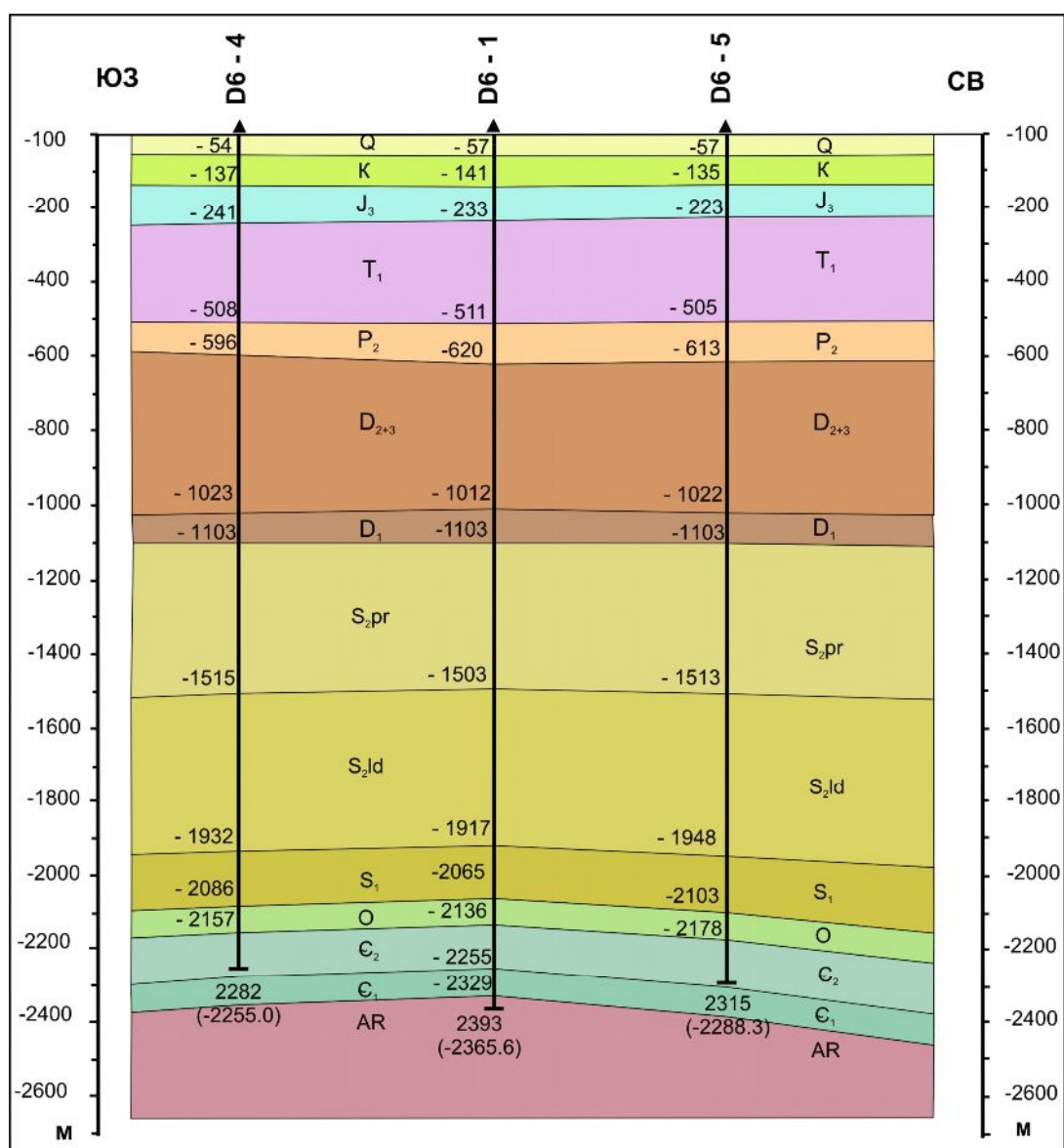


Рис. 5. Современный профиль через структуру D6

Проведя анализ построенных профилей, можно сделать следующее заключение - ловушки нефти доминирующего комплекса имеют длительную историю формирования, связанную с тектоническим развитием всего региона, а основной этап их формирования приходится на заключительную стадию каледонского тектогенеза.

Методы изобахических схем и изобахических треугольников

Как известно, изобахические схемы (схемы мощностей) отображают в изолиниях мощности каких-либо горизонтов. При построении итоговых изобахических треугольников (метод предложен Ю.А. Каравашкиной и Е.Н. Пермяковым в 1951 г. и подробно охарактеризован В.Б. Нейманом в 1974 г.), производится последовательное суммирование изобахических схем. Изобахический треугольник строится таким образом, что изобахические схемы для древних горизонтов располагаются в его нижней части, и далее, выше – для всё более молодых. Каждый ряд дополнен современной структурной схемой, которая отражает современную структуру «поверхности выравнивания» соответствующей схеме (рис. 6, 7), находящейся слева от нее. Благодаря таким построениям можно поэтапно проследить дифференциальные тектонические движения, вплоть до современного момента [Десятков, Кузилов, 2007].

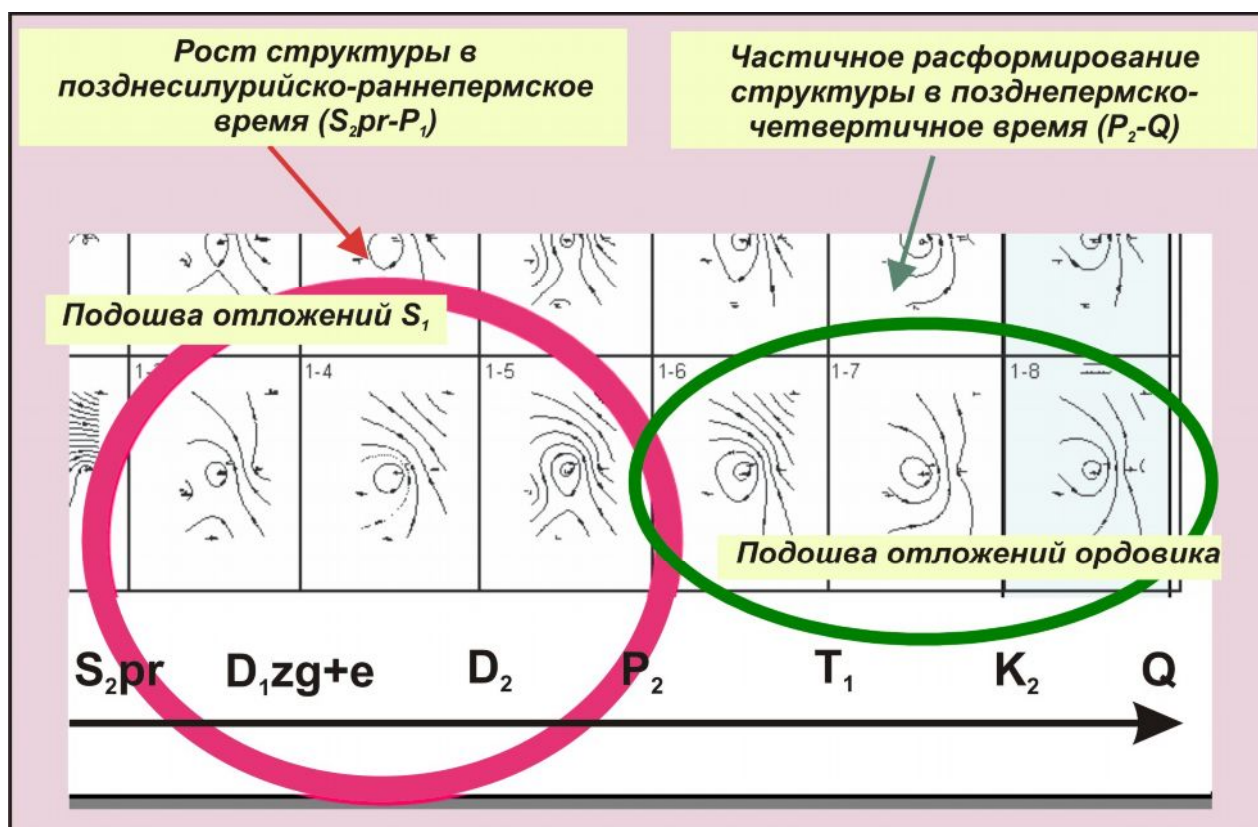


Рис. 6. Изменение морфологии структуры D6 в пермско-четвертичное время (изобахический треугольник – фрагмент)

При анализе структуры D6 в качестве основной исследуемой структурной поверхности, как и в предыдущих случаях (методических подходах), выбрана кровля среднекембрийских отложений (подошва ордовика), отражающая развитие кембрийского НГК. На изобахическом треугольнике, фрагмент которого приведен на рис. 7, видно, что на

начальных этапах развития в ордовикско-лудловское время (O–S_{2ld}) отмечается моноклиналиное погружение слоев в юго-восточном направлении.

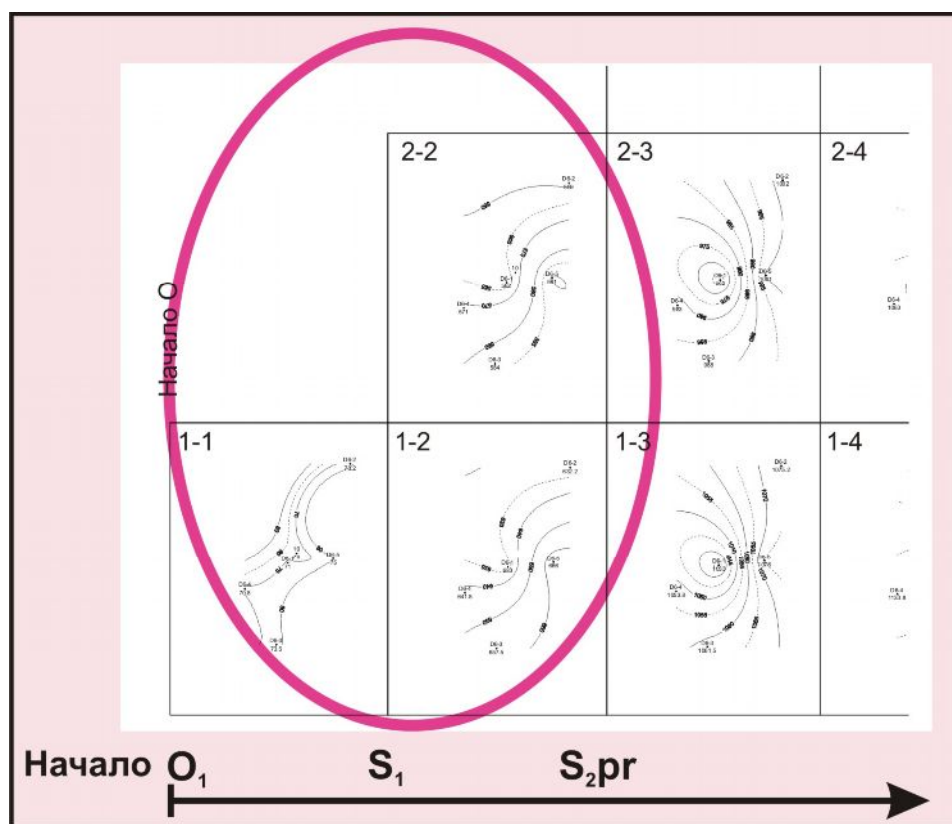


Рис. 7. Моноклиналиное залегание структуры D6 в ордовикско-лудловское время (изопахический треугольник – фрагмент)

В пржидольский век позднего силура – жединский век раннего девона происходит активный рост структуры, причем наличие отчетливого субмеридионального флексурообразного перегиба между скважинами D6-1 и D6-5 может служить косвенным подтверждением проявления дизъюнктивной тектоники. Зигенский и эмский века раннего девона характеризуются некоторым расформированием поднятий и уменьшением его амплитуды. В дальнейшем, вероятно под влиянием разнонаправленных региональных движений герцинского (на север-северо-восток) и альпийского (на юг-юго-запад) этапов тектогенеза сформировался окончательный морфологический облик структуры D6.

Выполненный на основе метода анализа мощностей палеотектонический анализ структуры D6 позволяет сделать следующие выводы:

1. Развитие структуры D6 на шельфе Балтийского моря сопоставимо с формированием большинства объектов на суше Калининградской области, основной период роста которых приходится на завершающую стадию каледонского этапа тектогенеза. Формирование локальных структур по времени совпадает и, скорее всего, генетически обусловлено

развитием более крупных тектонических структур, к которым приурочены эти локальные поднятия, т.е. развитием региона в целом.

2. Рост структуры в раннедевонское время (на заключительной стадии каледонского этапа развития) может свидетельствовать о наличии структурных ловушек в терригенных отложениях нижнего девона, хотя применительно к данному объекту на изобахическом треугольнике мы наблюдаем расформирование нижнедевонских структур в более поздние этапы развития.

3. Развитие региона в верхнепалеозойско-кайнозойское время не способствовало формированию структурных ловушек в герцинском и альпийском структурных комплексах. Верхнепермские потенциально нефтеперспективные образования как структурные ловушки вряд ли представляют особый интерес в этой части акватории Балтийского моря, так как в это время преимущественно шло расформирование структуры.

4. Достаточно хорошее совпадение результатов палеотектонического анализа, выполненного различными способами (по ограниченному числу точек, методами палеопрофилей и изобахических треугольников), свидетельствует, с одной стороны, об объективности данных методов и достоверности полученных результатов, а, с другой стороны, о правомочности использования каждого из методов в отдельности применительно к рассматриваемому региону.

Литература

Андрющенко Ю.Н., Канев С.В., Померанцева Р.А. Анализ результатов поисково-разведочных работ на нефть и газ в советском секторе Балтийского моря //Сб. научных трудов ВНИИморгео. – Рига, 1990. - С. 59-62.

Десятков В.М., Кузилов О.И. Освоение углеводородного потенциала шельфа Балтийского моря на примере Кравцовского (Дб) нефтяного месторождения //Проблемы изучения и освоения сырьевой базы Северо-Западного региона России: сб. докладов конф-ции. – СПб.: ВНИГРИ, 2007. - С. 108-117.

Зытнер Ю.И., Григорьев Г.А., Отмас Ал.Ал. Геологические и экономические аспекты освоения ресурсной базы углеводородного сырья Калининградской области 0420800064\0009 //Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. научн. журнал. – 2008. – Т. 3. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/6/5_2008.pdf.

Макаревич В.Н., Отмас Ал.А., Сырык С.И., Десятков В.М. Калининградская область - оценка сырьевой базы сопредельной акватории как основа для выбора перспективных направлений геологоразведочных работ //Настоящее и будущее сырьевой базы морской

нефтегазовой промышленности России: сб. докладов Международной научно-практической конференции. - СПб.: ВНИГРИ, 2004. - С. 156-163.

Нейман В.Б. Теория и методика палеотектонического анализа. - М.: Недра, 1974. – 80с.

Отмас Ал.А. Перспективы освоения нефти на территории Калининградской области //Минеральные ресурсы России, 2004. - №5-6. - С. 27-32.

Синичка А.М. Геология и нефтегазоносность запада Восточно-Европейской платформы. - Минск: Наука, 1997. – 696 с.

Otmás A.A.

Saint-Petersburg state mining institute (Technical university) G.V. Plekhanova, Saint Petersburg, Russia, Otmasa@yandex.ru

COMPLEX PALEOTECTONIC ANALYSIS OF CONDITIONS OF FORMING THE LOCAL OBJECTS PROSPECTIVE FOR OIL: AN EXAMPLE FROM THE KRAVTSOVSKOYE FIELD

The conditions of forming the local objects prospective for oil in the Kaliningrad region are analyzed by the example of the Kravtsovskoye oil field. In studying the history of tectonic development of local structures, the method of a thickness analysis is used as the basis for researches. This method is one of the most important methods of paleotectonic researches, it makes possible to give not only qualitative but also the quantitative estimation of tectonic movements.

The results of conducted paleotectonic researches confirm the prolonged history of forming the oil traps of a dominating complex connected with the tectonic development of the whole Kaliningrad region. The major stage of forming the potential structures prospective for oil falls on the final stage of Caledonian tectogenesis.

Key words: Kaliningrad region, Baltic oil region, paleotectonic analysis, structures prospective for oil, tectonics, local uplifts, traps.

References

Andrúšenko Ū.N., Kanev S.V., Pomeranceva R.A. Analiz rezul'tatov poiskovo-razvedoĉnyh rabot na nef' i gaz v sovetskom sektore Baltijskogo morâ //Sb. nauĉnyh trudov VNIImorgeo. – Riga, 1990. - С. 59-62.

Desâtkov V.M., Kuzilov O.I. Osvoenie uglevodorodnogo potenciala ņel'fa Baltijskogo morâ na primere Kravcovskogo (D6) nef'tanogo mestoroŭdeniâ //Sb. «Problemy izuĉeniâ i osvoeniâ syr'evoj bazy Severo-Zapadnogo regiona Rossii». – SPb.: VNIGRI, 2007. - S. 108-117.

Zytner Ū.I., Grigor'ev G.A., Otmás An.Al. Geologiĉeskie i ěkonomiĉeskie aspekty osvoeniâ resursnoj bazy uglevodorodnogo syr'â Kaliningradskoj oblasti 0420800064\0009 //Neftegasovaâ geologiâ. Teoriâ i praktika. Ėlektron. nauĉn. ŭurnal. – SPb.: VNIGRI. – 2008. – T. 3. - #1. - http://www.ngtp.ru/rub/6/5_2008.pdf.

Makareviĉ V.N., Otmás Al.A., Siryk S.I., Desâtkov V.M. Kaliningradskaâ oblast' - ocenka syr'evoj bazy sopredel'noj akvatorii kak osnova dlâ vybora perspektivnyh napravlenij geologorazvedoĉnyh rabot //Sb. dokladov Meŭdunarodnoj nauĉno-praktiĉeskoj konferencii «Nastoâņee i buduņee syr'evoj bazy morskoy neftegazovoj promyŝlennosti Rossii». - SPb.: VNIGRI, 2004. - S. 156-163.

Nejman V.B. Teoriâ i metodika paleotektoniĉeskogo analiza. - М.: Nedra, 1974. – 80s.

Otmás Al.A. Perspektivy osvoeniâ nef'ti na territorii Kaliningradskoj oblasti //Mineral'nye resursy Rossii, 2004. - #5-6. - S. 27-32.

Siniĉka A.M. Geologiâ i neftegazonosnost' zapada Vostoĉno-Evropejskoj platformy. - Minsk: Nauka, 1997. – 696 s.