ISSN 2221-3198

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА ЮГА РОССИИ

№ 4 / 2018

УДК 551.31/35 + 551.7.022

DOI:10.23671/VNC.2018.4.20133

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СТАТИСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ АНАЛИЗА РЕЗУЛЬТАТОВ РЕГИОНАЛЬНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ПРИ ОЦЕНКЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПЛОЩАДЕЙ

© 2018 Д. Б. Давыденко, к. г.-м. н.

ФГБУН «Федеральный исследовательский центр Южный научный центр
Российской академии наук», Россия, 344006, г. Ростов-на-Дону, ул. Чехова, 41,
e-mail: davyd@ssc-ras.ru

По материалам региональных сейсморазведочных работ последних лет составлены сводные структурные карты кровли фундамента и карбонатной толщи (отражающие горизонты I, II), а также карта изопахит карбонатной формации (южный склон Воронежской антеклизы, площадь 35000 км²). Определена тренд-компонента для кровли фундамента и построена карта изолиний, характеризующих амплитуды структурно-тектонических элементов фундамента II порядка (с использованием статистических методов). По результатам анализа мощностей карбонатной формации совместно с тектоническими элементами II порядка, намечены контуры палеовпадин шельфа для периода карбонатакопления (в том числе и не затронутых инверсионными преобразованиями). Установлена приуроченность известных месторождений нефти и нефтепроявлений, а также рифогенных известняков (прогнозируются по данным сейсморазведки), к площадям выделенных палеовпадин. Склоны выделенных отрицательных морфоструктур рассматриваются как потенциальные зоны нефтегазоаккумуляции.

Ключевые слова: прогнозирование нефтегазоносности, региональные сейсморазведочные исследования, математические методы в геологии.

Введение

Традиционным вариантом представления результатов региональных сейсморазведочных исследований (а так же их рассмотрения) являются разрезы (временные и глубинные) по пройденным профилям и структурные карты для основных отражающих горизонтов. Автором статьи в процессе изучения вопросов перспективности площадей Северо-Донбасского нефтегазоносного района (СД НГР) по материалам региональной сейсморазведки последнего десятилетия предпринята попытка привлечения статистических методов фильтрации данных сейсмических структурных построений для анализа закономерностей формирования карбонатной толщи каменноугольного возраста.

К настоящему времени в пределах площадей СДНГР (южный склон Воронежской антеклизы) открыто 13 месторождений углеводородов (2 из них нефтяных) и установлен целый ряд проявлений. Основная часть месторождений УВ относится к категории мелких. Однако степень развития инфраструктуры региона, а также все возрастающая потребность в наращивании запасов углеводородов привлекают внимание к этим площадям и к вопросам дальнейших поисков новых месторождений.

В пределах СДНГР в качестве нефтегазоносных рассматриваются два формационно-стратиграфических комплекса. Верхний из них является газоносным. Он представлен терригенной формацией среднего и верхнего карбона (коллекторами являются песчаники). Нижний нефтегазоносный комплекс связан с отложениями карбонатной формации раннего – низов среднего карбона. Наличие многочисленных нефтяных проявлений, связанных с карбонатной толщей, обуславливает повышенное внимание к этой части разреза. Проведенные геологоразведочные работы позволили доказать промышленную нефтегазоносность региона в целом. Однако

Рис. 1. Обзорная схема расположения площади исследований

1 – контуры площади работ; 2-5 – принятая зональность нефтегазогеологического районирования региона: 2 – Северо-Донбасский нефтегазоносный район Припятско-Днепроовско-Донецкой провинции, 3 – зона мелкой складчатости Донецкой складчатой системы с не выясненными перспективами, 4 – Доно-Медведицкий нефтегазоносный район Волго-Уральской провинции, 5 – бесперспективные площади Донбасса; 6 – месторождения и проявления углеводородов (а – месторождения и б – проявления нефти, в – месторождения газа); 7 – точки нефтегазопромысловых скважин; 8 – глубинные разломы (а – Северо-Донецкий, б – Каменский); 9 – профили региональной сейсморазведки 2007 и 2013 гг.

Римские цифры (тектонические элементы первого порядка): I – южный склон Воронежской антеклизы (ЮСВА), Ia – перспективные площади принадвиговой зоны ЮСВА, Ib – малоперспективные площади ЮСВА, II – восточный склон ЮСВА, III – Донецкая складчатая система (а – зона мелкой складчатости, б – зона линейной складчатости).

фонд перспективных поднятий быстро истощился, а используемые методики поисковой сейсморазведки оказались не эффективными для выявления литологических ловушек. Малые размеры залежей и неопределенность дальнейших перспектив не способствовали привлечению внимания инвесторов к этому региону. Сложности литолого-фациального строения, а также низкая эффективность сейсморазведочных работ, проводимых до начала 2000-х годов, обусловили ошибки в выборе площадей для постановки поисковых работ. Все это в целом привело к отрицательному заключению о перспективах нефтегазоносности площадей СДНГР.

В 2007 и 2013 годах с целью создания информационной базы для продолжения опоискования площадей СДНГР выполнены региональные сейсморазведочные работы (предприятие «Запприкаспийгеофизика»). В результате на востоке региона выделено более 40 новых перспективных объектов – рифогенных образований. Ранее эти площади были отнесены специалистами «Южгеологии» к малоперспективным и бесперспективным. Кроме временных и глубинных разрезов, а также перспективных объектов по результатам сейсмики для северной части площади (рис. 2, профиль 6 и севернее) представлены структурные карты кровли фундамента, кровли карбонатной толщи и верейского горизонта. При этом составители карт учитывали материалы поисковой сейсморазведки. По данным профилей 7-11 структурные карты не составлены. Анализ закономерностей площадного распространения рифогенных образований исполнителями сейсморазведки не проводился.

С целью рассмотрения этой проблемы автором статьи выполнен анализ материалов полученных по сейсморазведке, привлекая при этом методы математической статистики. В качестве исходной информации для северной части изучаемых площадей приняты структурные планы кровли фундамента, а так же карбонатной толщи. Построение структурных поверхностей по южным площадям выполнено автором с использованием глубинных разрезов (профили 7-11). Проведенные исследования позволили наметить площади распространения органогенных известняков, а также ранжировать их по степени перспективности обнаружения новых месторождений нефти и газа. В представленной статье приведены результаты анализа данных сейсморазведки и обоснование перспектив нефтегазоносности региона.

Краткая характеристика результатов геологоразведочных работ в регионе, полученных к началу 2000-х годов

Обзорная схема расположения площади исследований представлена на рисунке 1. Северо-Донбасский нефтегазоносный район приурочен к площадям южного склона Воронежской антеклизы (ЮСВА), являющейся крупной структурой Восточно-Европейской платформы. Фундамент платформы докембрийского возраста. Мощность осадочной толщи в пределах площади исследований меняется в пределах 1000-4000 м (увеличивается с севера на юг). В осадочном чехле преобладают породы палеозойского возраста (в основном каменноугольные и, в меньшей степени на юго-востоке, нижнепермские). С угловым несогласием на них залегают породы триасового (только юг принадвиговой зоны) и мел-кайнозойского возраста (повсеместно). В составе отложений палеозойского времени выделяются карбонатная (нижний карбон и низы среднего карбона) и терригенная (средний карбон – нижняя пермь) формации. Мощность карбонатной толщи достигают 1000 м. Она соглас-

но перекрывается терригенной угленосной формацией. Кровля карбонатной толщи разновозрастная (от низов серпуховского яруса на юго-западе до нижнечеремшанского подгоризонта башкирского яруса на северо-востоке).

Южный склон Воронежской антеклизы рассматривается в целом как Первомайско-Чирская моноклиналь (углы наклона порядка 3°), в составе которой выделяют 2 широтные зоны (принадвиговую и междвиговую), а также 2 меридиональные структуры: Первая из этих структур названа Миллеровским поперечным поднятием. Это поднятие расположено на самом западе региона и отображается оно в структуре подошвы меловых отложений. Второй структурой субмеридиональной ориентировки является Задонский выступ (положение осевой линии последнего показано на рисунке 2). Граница между междвиговой и принадвиговой зонами проводится по Северо-Донецкому (Глубокинскому) надвигу (предполагается, что по падению он переходит в глубинный разлом). Междвиговая зона рассматривается как зона сочленения ЮСВА и Донецкой складчатой системы (рис. 1). Южной границей ее является Каменский глубинный разлом, который на верхних горизонтах переходит в надвиг. Принадвиговая зона на севере не имеет четкой границы. Так же неопределенными остаются границы Миллеровского поднятия и Задонского выступа.

Северо-Донбасский нефтегазоносный район входит в состав Днепровско-Припятской нефтегазоносной провинции. В качестве южной границы НГР принимается Каменский глубинный разлом. Вопрос о потенциальной нефтеносности более южных земель (зоны мелкой складчатости Донецкой складчатой системы) пока не решен. Северная граница НГР неопределенна и условно принимается различными исследователями в интервале абсолютных отметок фундамента от минус 2000 до минус 1000. Площади севернее этой границы рассматриваются как бесперспективные. Северо-восточнее исследуемого региона выделяются площади Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, характеризующиеся высокими показателями ресурсов нефти и газа.

Большая часть открытых месторождений Северо-Донбасского НГР размещена в пределах западной части принадвиговой зоны. Изученность региона нефтегазописковыми работами, в целом, недостаточная и неравномерная (наиболее изучены юго-западные площади). После бурения на площадях месторождений нескольких поисково-разведочных скважин, как правило, принимались решения о переходе к этапу опытно-промышленной эксплуатации, хотя и сохранялось немало нерешенных вопросов о геологическом строении площади.

При прогнозировании зон развития органогенных известняков и выборе площадей для бурения специалисты, осуществлявшие здесь поиски нефти и газа (ФГУП «Южгеология»), рассматривали палеошельф периода карбонатакопления как протяженную плоскую поверхность, ступенчатые осложнения которой связаны с крупными разломами. Принималось, что зоны рифогенеза приурочены к этим региональным уступам, обусловленным дизъюнктивами, предполагаемая ориентировка которых всего лишь на небольшой угол отличается от простирания Донецкого прогиба. Подобная ориентировка в целом соответствовала субширотной ориентировке зон нефтегазоаккумуляции, принятых в качестве основного рабочего варианта на картах нефтегазогеологического районирования региона.

Автор представленной статьи придерживался другого мнения. Еще в конце 80-х годов он разработал и опробовал на площадях южного склона Воронежской анте-

клизы (до межнадвиговой зоны) новый методический комплекс, который позволяет прогнозировать динамику изменения амплитуд крупных морфоструктур, характеризующих рельеф палеошельфа. Разработанная технологическая цепочка в целом была названа морфоструктурно-седиментологическим анализом [Давыденко, 1991, 2008]. Проведенный в тот период комплексный анализ параметров палеорельефа с данными о литолого-фациальных характеристиках отложений в пределах выделяемых морфоструктур, позволил автору проследить эволюцию обстановок осадконакопления на палеошельфе раннекаменноугольного времени и наметить зональность литолого-фациальных комплексов. По результатам этих исследований был сделан вывод о формировании на площадях палеошельфа того периода трех крупных впадин (Первомайской, Глубокинской и Морозовской), в пределах площадей которых прогнозировалось развитие органогенных известняков, как потенциальных коллекторов углеводорода [Давыденко, 1991, 2008]. Однако специалистам «Южгеологии» подобная модель формирования зон и ареалов рифогенеза не представилась убедительной.

Постановка задач и общая характеристика используемой методики

Выше уже указывалось, что почти на всей исследуемой площади (кроме самых восточных участков) породы раннекаменноугольного возраста залегают на докембрийских образованиях фундамента платформы. Структурный план исходной современной поверхности подошвы осадочной толщи является результатом как общего погружения фундамента за весь последующий период осадконакопления (описывается поверхностью тренда), так и результатом дополнительных структурных осложнений II порядка, обусловленных подвижками отдельных фрагментов фундамента.

При этом допускается, что структуры II порядка в основном были сформированы на раннем этапе развития бассейна (соответственно в период карбонатакопления). Угол наклона тренд-поверхности в период отложения карбонатов практически мало отличался от нулевых отметок. Поэтому вычитание значений тренда из значений современной поверхности фундамента обеспечивает как бы проецирование структур II порядка на исходный уровень. В результате выполнения указанных процедур современный структурно-тектонический план оказывается в определенной мере преобразованным к структурному плану раннего карбона. Следовательно, геологической задачей, решаемой с использованием методов математической статистики, является преобразование современной структурной поверхности подошвы карбонатной формации к тем структурным формам, которые в определенной мере отражают структурный план этапа карбонатакопления.

Подвижки крупных фрагментов фундамента, которые происходили в период осадконакопления, обуславливали формирование крупных морфоструктурных форм поверхности палеошельфа. Наличие подобных морфоструктур оказывало существенное влияние на обстановки седиментации в осадочном бассейне анализируемого периода. Рассмотрению этих вопросов в существенной мере способствует привлечение информации о мощностях карбонатной толщи. Совместный анализ карт изопакит и карт структурных неоднородностей II порядка создает возможность объективного прогнозирования зон рифогенеза.

Все математические процедуры, применяемые для обработки исходных данных и их преобразований, осуществлялись в среде ГИС Интегро (разработки ВНИИ-Геосистем). Для гашения высокочастотной составляющей в исходных данных использовалось полиномиальное (полином 4 степени) сглаживание по скользящей круговой площадке диаметром 75 км. Тренд-компонента поверхности фундамента также определялась как результат полиномиального сглаживания (полином первой степени) по скользящей круговой площадке диаметром 95 км. Все эти процедуры соответствуют классическим приемам решения задач гашения высокочастотных помех и выделения поверхности тренда [Крамбейн, Гренбилл, 1986; Тьюки, 1981].

Рассмотрение полученных результатов

Сводные карты стратоизогипс поверхностей фундамента и карбонатной толщи, представлены на рисунках 2 и 4. Упомянутые карты составлены автором статьи. При этом были использованы карты соответствующих поверхностей по результатам работ 2007 г. и глубинные разрезы по данным 2013 г.

Судя по рисунку 2 абсолютные отметки фундамента в пределах анализируемой площади изменяются от минус 500 м на севере до минус 15000 м на юге региона. Кроме стратоизогипс на карте поверхности фундамента приведены изолинии тренда. Последние характеризуют общий современный уклон южного крыла антеклизы, рассматриваемого в качестве тектонического элемента I порядка. Разность отметок современной поверхности фундамента и отметок тренд-поверхности определяет структурную поверхность тектонических элементов, осложняющих склон антеклизы. Изолинии амплитуд этой структурной поверхности элементов II порядка представлены на рисунке 3.

Информативность преобразованного структурного плана существенно выше исходной поверхности фундамента (рис. 2). В изложенной выше модели анализа результатов преобразований исходных данных предполагается, что структуры II порядка преимущественно сформированы на этапе осадконакопления. Судя по общей геологической информации это достаточно обоснованное предположение, так как основные тектонические преобразования пенепленизированной докембрийской поверхности южного склона Воронежской антеклизы произошли именно в это время. Однако в более поздние периоды направленность вертикальных подвижек блоков фундамента могла изменяться. Сопоставление выделенных структурных элементов фундамента II порядка с изопакитами карбонатной формации позволяет оценить вероятность интенсивных инверсионных подвижек.

В результате рассмотрения структурных элементов II порядка (рис. 3) в современном тектоническом плане фундамента платформы намечено 6 крупных отрицательных форм (на карте они обозначены символами А, Б, В, Г, Д, Е). Наибольшие амплитуды локального погружения соответствуют трем последним. Скорее всего, они связаны с динамикой тектонических подвижек более позднего периода (с этапом формирования Донецкого прогиба). Самой южной локальной структуре (Е) в поверхности фундамента соответствуют абсолютные отметки –9000 м и глубже. Поэтому в дальнейшем этот структурный элемент не рассматривается, так как не представляет интереса для опейскавания.

Карта стратоизогипс поверхности карбонатной толщи показана на рисунке 4. Судя по приведенным здесь данным мощности карбонатной формации в пределах

Рис. 2. Карта стратоизогипс кровли фундамента по материалам региональной сейсморазведки 1 – изолинии значений абсолютных отметок кровли фундамента по материалам региональных сейсморазведочных работ; 2 – площадь поисковых сейсморазведочных работ, выполненных до 2000 г; 3 – профили региональной сейсморазведки и их номера (условные); 4 – современное положение оси Задонского выступа ЮСВА

исследуемого региона меняются от 200 м на севере до 14000 м на юге. Наиболее резкое увеличение этого параметра происходит в связи с интенсивным погружением фундамента в пределах Донецкого прогиба, превратившегося на более поздних этапах его развития в Донецкую складчатую систему.

На рисунке 5 представлены изопакиты карбонатной формации. Здесь же приведена информация о положении структур фундамента II порядка. Подобное совмещение упрощает рассмотрение анализируемых параметров в комплексе. По результатам проведенного сопоставления можно отметить следующее.

Отрицательным структурным формам преобразованной поверхности фундамента «А, В, Г, Д» с достаточно высокой степенью коррелируемости соответствуют увеличения мощности карбонатной толщи (рис. 5). Указанное позволяет рассматривать перечисленные выше отрицательные структурные элементы в качестве унаследованных структур конседиментационного типа. Поэтому с высокой степенью достоверности можно считать, что перечисленные выше структурные формы фундамента способствовали в тот период образованию на палеошельфе крупных отрицательных морфоструктурных форм. Это позволяет использовать структуры

Рис. 3. Карта изолиний амплитуд структурных элементов фундамента II порядка
 1 – генерализованные стратоизогипсы кровли фундамента; 2 – изолинии тренд-компоненты кровли фундамента; 3 – изолинии амплитуд тектонических элементов фундамента II порядка; 4, 5 – см. рис. 2; 6 – глубинные разломы, выделяемые на сейморазведочных профилях; 7 – площади отрицательных структур в кровле фундамента; 8 – глубинные разломы, выделяемые по результатам бурения (а – Северо-Донецкий, б – Каменский)

второго порядка подошвы карбонатной формации в комплексе с аномалиями ее толщин для некоторой реконструкции рельефа палеошельфа этапа карбонатаккумуляции. В пределах указанных площадей сформировавшиеся ловушки УВ претерпели минимальные изменения, что способствует более высоким перспективам обнаружения здесь новых месторождений углеводородов.

Анализ изменения толщин карбонатной формации показывает обоснованность предположения, сделанного ранее автором статьи, о рельефе палеошельфа периода карбонатаккумуляции как совокупности отрицательных морфоструктур различной размерности. Полученная новая информация позволяет конкретизировать границы основных палеовпадин. В пределах площадей исследуемого региона намечается возможность выделения (рис. 5) пяти подобных морфоструктур (Первомайская, Глубокинская, Морозовская, Шахтинская и небольшой фрагмент западного склона Пачелмско-Саратовского прогиба).

Самой северной из них является Первомайская. Ей соответствуют наименьшие мощности, что очевидно обусловлено небольшими скоростями погружения ложа осадочного бассейна. Увеличение толщин карбонатной формации в ее пределах

Рис. 4. Карта изогипс поверхности карбонатной толщи по материалам региональной сейсморазведки.

1, 2, 3 – см. рис. 2; 3- точки скважин: а – поисково-разведочных, б – параметрических.

наименее контрастно. Однако при других благоприятных факторах здесь вполне могли формироваться рифогенные образования.

Юго-западнее Первомайской располагается восточный фрагмент Глубокинской палеовпадины. В южной половине этой отрицательной структуры во время инверсионных преобразований Донецкого прогиба произошли деформации, обусловившие воздымание фундамента вдоль зоны сочленения антеклизы и складчатого Донбасса. Определить значимость этих постседиментационных деформаций для вопросов перспективности обнаружения новых месторождений УВ на южных площадях рассматриваемой палеовпадины сложно. С одной стороны, здесь доказан активный рифогенез (начиная с серпуховского времени и до начала формирования терригенно-угленосной формации среднего и позднего карбона) и выявлены 2 месторождения нефти. С другой – разработка обнаруженных нефтяных месторождений (Леоновское и Тишкинское) оказалась в определенной степени проблематичной, а на Крутовском нефтепроявлении проходка 5 скважин глубокого бурения так и не позволила выявить нефтяную залежь. Вовсе не исключено, что на более северных площадях Глубокинской впадины поиски нефтяных залежей промышленного типа окажутся более удачными.

Рис. 5. Карта изопакт карбонатной толщи по материалам региональной сейсморазведки 1, 2 – изолинии мощностей (1 – относительно пониженных значений, 2 – повышенных значений); 3 – площади палеовпадин шельфа (I – Глубокинская, II – Первомайская, III – Морозовская, IV – западный склон Пачелмско-Саратовского прогиба, V – Шахтинская); 4 – см. рис. 3; 5 – региональные профили и интервалы, в пределах которых исполнителями сейсморазведки прогнозируются рифогенные известняки; 6 – см. рис. 1; 7 – см. рис. 2; 8, 9 – см. рис. 3; 10 – см. рис. 4; 11 – см. рис. 2.

Восточнее Глубокинской впадины намечены контуры наиболее крупной по площадным размерам Морозовской палеовпадины (рис. 5). Выявленные нефтепроявления на ее западном борту также связываются с органогенными известняками. Однако изучены эти площади очень слабо. Причина уменьшения толщин в ее центральной части неясна. Следует отметить, что в Тормосинской опорной скважине (расположена на восточном склоне Морозовской впадины вблизи сейсмопрофиля; рис. 5) в отложениях раннего карбона установлено наличие битуминозных карбонатно-глинистых и кремнистых пород типа доманика, а также кроме сингенетичной битуминозности отмечены и вторичные битумы [Дементьева, 1972], что обуславливает значительный интерес к этим площадям. Появление отложений типа доманика явно говорит о глубоководной обстановке седиментогенеза. Указанное вполне может быть причиной сокращения толщин карбонатной формации в центральной части Морозовской палеовпадины.

На самом востоке исследуемого региона выделены окраинные площади Пачелмско-Саратовского прогиба (это уже восточное крыло Воронежской антеклизы).

В соответствии с принятыми схемами нефтегазогеологического районирования (рис. 1) граница этого прогиба проводится заметно северо-восточнее, чем получается по нашим построениям. Подобные расхождения традиционны для трансграничных территорий.

Информация о самой юго-западной Шахтинской палеовпадине практически отсутствует. Однако значительные глубины залегания кровли отложений нижне-каменноугольного возраста на этих площадях и ожидаемая значительная глинизация известняков (судя по характеру отражений) не позволяют относить ее в разряд представляющих интерес для последующего изучения.

На рисунке 5 приведены данные о нефтегазоносности региона, выявленные по результатам нефтегазопромысловых работ, в том числе и по материалам сейсморазведки 2007, 2013 гг. Большая часть признаков нефтегазонакопления (и установленных, и прогнозируемых) пространственно приурочена к выделяемым отрицательным морфоструктурам палеошельфа. Так как скорости погружения ложа бассейна осадконакопления в целом были невелики, то эти результаты полностью соответствуют общеизвестным представлениям [Лидер, 1986; Реддинг и др., 1990; Уилсон, 1980] о закономерностях рифообразования (необходимым условием для активного накопления органогенных известняков в прогнозируемых зонах является ускоренное погружение этих участков шельфа).

Таким образом, площади отрицательных морфоструктур палеошельфа, выделенные по результатам проведенного анализа, рассматриваются автором в качестве зон и ареалов активного рифогенеза. Глинистая пачка, имеющая региональное развитие в подошве терригенной толщи, является надежной крышкой для ловушек подобного типа. Поступления углеводородов в центральную часть исследуемого региона (из Донбасса) видимо, не являются значительными. В то же время, можно, ожидать увеличение их притоков на востоке (из пределов Пачелмско-Саратовского прогиба), на юго-востоке (из прогиба современного вала Карпинского) и на крайнем западе (из Днепровско-Донецкого прогиба). Поэтому, при оценке нефтегазоносности региона в разряд перспективных на обнаружение газонефтяных месторождений отнесены площади Глубокинской и Морозовской впадин. При этом более высокая степень перспективности присвоена восточным, юго-восточным и самым западным площадям. Площади Первомайской впадины отнесены к перспективными на обнаружение газовых месторождений и возможно конденсатных.

Заключение

Завершая описание выполненных исследований, отметим следующее. В процессе проведенных работ построены 4 новых карты, характеризующих структуры кровли фундамента и толщины карбонатной формации каменноугольного возраста на южном склоне Воронежской антеклизы. При проведении этих построений активно использовались методы математической статистики для гашения высокочастотных помех и выделения тренд-компоненты в структуре погружения кровли фундамента. В результате анализа полученных карт уточнены контуры Глубокинской, Морозовской и Первомайской палеовпадин. Приведено обоснование широкого развития в пределах этих отрицательных морфоструктур палеошельфа рифогенных образований, что позволяет прогнозировать перспективности этих площадей

(особенно первых двух впадин) для обнаружения новых месторождений углеводородов (в основном нефтяных).

Публикация подготовлена в рамках реализации ГЗ ЮНЦ РАН на 2018 г., № гос. регистрации проекта 01201363185

Литература

1. Давыденко Д.Б. Аналитическая модель погружения Северо-Донбасского бассейна осадконакопления как функция сложного колебательного процесса // В сб.: Математические методы анализа цикличности в геологии. – М.: Всесоюз. заочн. политех. инст., 1991. – С. 74-83.
2. Давыденко Д.Б. Аналитическая модель динамики морфоструктур палеошельфа как элемент седиментологического анализа нефтегазоперспективных комплексов // Доклады академии наук. – 2008. – Том 422, №2. – С. 210-213.
3. Дементьева Г.В. Новые данные по литологии и фациям карбона и девона юго-восточной части Русской платформы // В. сб.: Литология и палеогеография палеозойских отложений Русской платформы. – М.: Наука, 1972. – С. 209-217.
4. Крамбейн У., Грейбилл Ф. Статистические модели в геологии. – М.: Мир, 1969. – 396 с.
5. Лидер М.Р. Седиментология. – М.: Мир, 1986. – 439 с.
6. Рединг Х.Г., Коллинсон Дж.Д. и др. Обстановки осадконакопления и фации. В 2-х т. Т. 2. – М.: Мир, 1990. – 384 с.
7. Тьюки Дж. Анализ результатов наблюдений. Разведочный анализ. – М.: Мир, 1981. – 690 с.
8. Уилсон Дж.Л. Карбонатные фации в геологической истории. – М.: Недра, 1980. – 339 с.

USING STATISTICAL METHODS FOR ANALYSIS OF THE RESULTS OF REGIONAL SEISMIC SURVEY AT EVALUATION OF OIL AND GAS CAPACITY PROSPECTS OF AREAS

© 2018 D. B. Davydenko, Sc. Candidate (Geol.-Min.)

Federal Research Centre the Southern Scientific Centre of the RAS, Russia,
344006, Rostov-on-Don, Chehova Str., 41, e-mail: davyd@ssc-ras.ru

By materials of regional seismic survey of last times, there have been compiled summary structural maps of the basement and carbonate series superfaces (reflecting horizons I, II), and also the isopachous map of carbonate formation (Southern slope of the Voronezh anteklise, area of 35000 km²). The trend-component for the basement surface has been determined, the map of isolines, characterizing amplitudes of II-order structural-tectonic elements of basement (with use of statistical methods) has been constructed. By results of analysis of the carbonate formation thicknesses jointly with tectonic elements of II order, there have been outlined contours of paleosags of shelf for the period of carbonate accumulation (including also these untouched by the inversion transformations). The belonging of known oil deposits and manifestations and also of reef limestones (being forecasted by data of seismic prospecting) to the areas of singled out paleosags has been established. The slopes of the outlined negative morphostructures are regarded as potential zones of oil and gas accumulation.

Keywords: oil and gas potential forecasting, regional seismic surveys, mathematical methods in Geology.

References

1. Davydenko D.B. Analiticheskaja model' pogruzhenija Severo-Donbasskogo bassejna osadkonakoplenija kak funkcija slozhnogo kolebatel'nogo processa [Analytical model of sinking of the North-Donbas sedimentation basin as a function of complicated oscillatory process]. V sb.: Matematicheskie metody analiza ciklichnosti v geologii. M.: Vsesojuz. zaochn. politeh. inst. 1991. Pp. 74-83. (In Russian)
2. Davydenko D.B. Analiticheskaja model' dinamiki morfostruktur paleoshel'fa kak jelement sedimentologicheskogo analiza neftegazoperspektivnyh kompleksov [Analytical model of the paleoshelf morphostructures dynamics as an element of sedimentological analysis of oil-gas promising complexes]. Doklady akademii nauk. 2008. T. 422. №2. Pp. 210-213. (In Russian)
3. Dement'eva G.V. Novye dannye po litologii i facijam karbona i devona jugo-vostochnoj chasti Russkoj platformy [New data on Carboniferous and Devonian lithology and facies of the South-Eastern part of Russian platform]. V. sb.: Litologija i paleogeografija paleozojskih otlozhenij Russkoj platformy. M: Nauka. 1972. S. 209-217. (In Russian)
4. Krambejn U., Grejbill F. Statisticheskie modeli v geologii [Statistical models in geology]. M. Mir. 1969. 396 pp. (In Russian)
5. Lider M.R. Sedimentologija [Sedimentology]. M. Mir. 1986. 439 pp. (In Russian)
6. Reding H.G., Kollinson Dzh.D. i dr. Obstanovki osadkonakoplenija i facii [Conditions of sedimentation and facies]. V 2-h t. T. 2. M. Mir. 1990. 384 pp. (In Russian)
7. T'juki Dzh. Analiz rezul'tatov nabljudenij. Razvedochnyj analiz [Analysis of observation results. Prospecting analysis]. M. Mir. 1981. 690 pp. (In Russian)
8. Uilson Dzh.L. Karbonatnye facii v geologicheskoi istorii [Carbonate facies in geological history]. M. Nedra. 1980. 339 pp. (In Russian)